



АО «НИПИнефтегаз»

**УТВЕРЖДАЮ**



Генеральный директор  
ТОО «CaspiOilGas»

Избасаров С.Н.

2021 г.

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ**  
к «Дополнению к Проекту пробной эксплуатации верхнеюрского горизонта  
месторождения Ракушечное по состоянию на 01.07.2021 г.»

Договор №10 ДР 174

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,  
д-р техн. наук

О.С. Герштанский



Заместитель генерального директора  
по экологии

А. О. Дусенбаева

Директор департамента охраны недр и  
окружающей среды

Л. У. Ешбаева

Ответственный исполнитель,  
главный специалист

Т.Ю. Мигунова

Актау, 2021

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

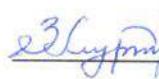
Директор Департамента охраны недр  
и окружающей среды

  
Л.У.Ешбаева

Ответственный исполнитель,  
Главный специалист

  
Т.Ю.Мигунова

Главный специалист

  
З.Ж.Мурталиев

Главный специалист

  
Г.А.Мендигазиева

Старший специалист

  
И.А.Саргожа

Специалист

  
Р.А.Чотанова

Т.контроль

  
Л.У.Ешбаева



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>1 ОБЗОР ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫХ И НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН В СФЕРЕ ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....</b>	<b>7</b>
<b>2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....</b>	<b>11</b>
2.1 Общая информация о месторождении .....	11
2.2 Климатическая характеристика .....	13
2.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей .....	15
2.3 Поверхностные воды .....	18
2.4 Подземные воды.....	21
2.5 Характеристика геологического строения.....	26
2.6 Тектоническая характеристика .....	30
2.7 Нефтегазоносность.....	34
2.8 Характеристика почвенного покрова .....	36
2.9 Характеристика растительного покрова .....	43
2.9.1 Редкие и исчезающие виды растений.....	49
2.10 Характеристика животного мира.....	50
2.10.1 Редкие и исчезающие виды фауны .....	56
<b>3 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ .....</b>	<b>58</b>
3.1 Характеристика современного состояния воздушной среды .....	58
3.2 Характеристика современного состояния поверхностных вод.....	58
3.3 Характеристика состояния донных отложений.....	60
3.4 Характеристика современного состояния подземных вод .....	61
3.5 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения .....	62
3.6 Современное состояние почвенного покрова.....	63
<b>4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА.....</b>	<b>65</b>
4.1 Социально-экономические условия .....	65
4.2 Социально – экономическое положение Мангистауской области .....	66
4.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	68
4.4 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры .....	70
<b>5 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ .....</b>	<b>72</b>
5.1 Цели, задачи и сроки продления пробной эксплуатации .....	72
5.2 Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации (2022-2024 гг.).....	74
5.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин .....	79
5.4 Программа утилизации газа .....	80
5.5 Физико-химические свойства нефти, газа и воды .....	81
5.5.1 Свойства пластовой нефти .....	82
5.5.2 Свойства и состав дегазированной нефти.....	84
5.5.3 Компонентный состав нефтяного газа .....	87
<b>6 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....</b>	<b>89</b>
6.1. Определение факторов воздействия .....	89
6.2 Виды воздействий .....	90
6.3 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду .....	93
6.4 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу .....	96
<b>7 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ ....</b>	<b>99</b>
7.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	99
7.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	104
7.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере .....	109
7.4 Предварительные предложения по установлению нормативов допустимых выбросов.....	111
7.5 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	131
7.6 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) .....	132



7.7 Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух.....	134
<b>8 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ .....</b>	<b>136</b>
8.1 Характеристика водопотребления и водоотведения.....	136
8.2 Мероприятия по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения .....	139
8.3 Оценка воздействия и анализ последствий возможного загрязнения поверхностных и подземных вод .....	140
<b>9 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА.....</b>	<b>144</b>
9.1 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр .....	144
9.2 Оценка воздействия на недра.....	145
<b>10 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....</b>	<b>148</b>
10.1 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	148
10.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров.....	148
10.3 Рекультивация земель .....	151
<b>11 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ</b>	<b>153</b>
11.1 Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности .....	153
11.2 Характеристика воздействия на растительные сообщества .....	154
<b>12 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....</b>	<b>157</b>
12.1 Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира .....	157
12.2 Характеристика воздействия на животный мир .....	158
<b>13 УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ .....</b>	<b>161</b>
13.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления .....	162
13.2 Программа управления отходами .....	169
13.3 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов .....	170
13.4 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления .....	171
<b>14 ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ .....</b>	<b>173</b>
14.1 Шум .....	173
14.2 Вибрация .....	174
14.3 Электромагнитное излучение .....	175
14.4 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия .....	176
<b>15 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ .....</b>	<b>179</b>
15.1 Мониторинг атмосферного воздуха .....	179
15.2 Мониторинг поверхностных и подземных вод .....	181
15.3 Рекомендации по изучению, контролю и оценке состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды) .....	183
15.4 Мониторинг почвенного покрова .....	185
15.5 Предложения по мониторингу растительного покрова .....	186
15.6 Предложения по мониторингу животного мира .....	187
<b>16 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....</b>	<b>189</b>
16.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду .....	189
16.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу .....	190
16.3 Оценка воздействия на культурно-бытовые, социально-экономические условия и здоровье населения .....	191
<b>17 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА .....</b>	<b>194</b>
17.1 Понятия и определения .....	194
17.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия .....	195
17.3 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду .....	198
17.4 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий .....	200
17.5 Безопасность жизнедеятельности .....	201
17.5.1 Общие положения .....	201
17.5.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности .....	202
<b>18 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>206</b>
18.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников .....	206
18.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде .....	206



<b>19 ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ .....</b>	<b>207</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>208</b>
<b>СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ .....</b>	<b>211</b>
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	212
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух .....	212
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....	253
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	253
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	265
Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний .	265
ПРИЛОЖЕНИЕ 4.....	278
Горный и геологический отводы месторождения Ракушечное .....	278
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 .....	283
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование .....	283



## ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Ракушечное было открыто в 1973 году и классифицировалось как нефтегазовое, разведочные работы завершены в 1976 году.

В 2000 году месторождение Ракушечное было передано ТОО «Искандер» на право пользования недрами для добычи углеводородного сырья (контракт № 526). В августе 2000 года была проведена производственная перерегистрация предприятия и ТОО «Искандер» стало называться ТОО «CaspiOilGas» (дополнение 2 к контракту № 526), которое в настоящее время ведет разработку месторождения Ракушечное.

В 2019 году был составлен «Проект пробной эксплуатации продуктивного верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное» (Протокол ЦКРР №14/8 от 03-04.10.2019 г.). Согласно протоколу были утверждены проектные показатели на 3 года (с июля 2019 г. по июнь 2021 г. включительно. Вышеуказанный Проект пробной эксплуатации по ряду объективных причин не был реализован и горизонт J<sub>3</sub>охA в пробную эксплуатацию не вступал.

Настоящий проект «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное по состоянию на 01.07.2021 г.» составлен с целью перенесения сроков выполнения ранее утвержденных в ПЭ работ, уточнения их объемов и сроков, а также подключения к пробной эксплуатации 2-го объекта – горизонта Ю-IV на период с 2022 г. по 2024 г.

Отчет о возможных воздействиях к «Дополнению к Проекту пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное по состоянию на 01.07.2021 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Ракушечное.

Целью проведения Отчета является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное на окружающую среду и последствий этого воздействия.

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



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

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

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



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

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

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

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

При проектировании хозяйственной деятельности должны быть предусмотрены:

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

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



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

- Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года №481 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Земельный кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года №442 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);
- Лесной кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 г. № 477 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об обязательном экологическом страховании» от 13 декабря 2005 года №93 (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях» от 16 мая 2014 года № 202-V (с изменениями от 04.07.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 года №125-VI (с изменениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан от 16 июля 2001 года №242 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года №175 (с изменениями от 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 9 июля 2004 года №593 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2021 года №288-VI;
- Закон Республики Казахстан «О гражданской защите» от 11 апреля 2014 года №188-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- Закон Республики Казахстан «О радиационной безопасности населения» от 23 апреля 1998 г. №219 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
- Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18 сентября 2009 года №193-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.06.2021 г.).



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

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

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

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

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

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

Целью обязательного экологического страхования является возмещение вреда, причиненного жизни, здоровью, имуществу третьих лиц и (или) окружающей среде в результате ее аварийного загрязнения. Физические и юридические лица, осуществляющие



экологически опасные виды деятельности, в обязательном порядке должны заключать договора об обязательном экологическом страховании.

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

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

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

Общественные слушания проводятся в соответствии с *«Правилами проведения общественных слушаний»*, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286.

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

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

Объемы допустимых выбросов и сбросов, объемы отходов и нормативы физических воздействий определяются в соответствии с требованиями *«Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»*, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.



## 2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 2.1 Общая информация о месторождении

Месторождение Ракушечное в административном отношении расположено на территории Южного Мангышлака, на территории Каракиянского района Мангистауской области. Местность малонаселенная, рекреационные зоны отсутствуют.

Площадь горного отвода для месторождения Ракушечное составляет 32,824 км<sup>2</sup>. Площадь геологического отвода составляет 287 км<sup>2</sup>. Глубина отвода – до абсолютной отметки – 4110 м. Геологический и горный отводы месторождения Ракушечное представлены в Приложении 4 настоящего проекта.

Ближайшими населенными пунктами являются поселок Курык, расположенный на расстоянии в 40 км от месторождения и поселок Жетыбай, расположенный на расстоянии 60 км от месторождения. Населенные пункты в границах СЗЗ месторождения Ракушечное (1000 м) отсутствуют.

Инфраструктура района развита слабо. Железная дорога Актау-Жанаозен проходит к северу от месторождения, а ближайшей железнодорожной станцией является станция Ералиево, расположенная в 30 км к северо-западу от него. Район месторождения связан автомобильной дорогой с областным центром г. Актау, расположенным на расстоянии 110 км. Вахтовый поселок расположен в 400 м на север от автодороги п. Жетыбай-мыс Кызылты, на расстоянии 2,7 км от УПН.

В настоящее время на месторождении Ракушечное имеются подъездные автомобильные дороги. Сообщение между месторождением и населенными пунктами осуществляется автотранспортом.

Обзорная карта расположения месторождения Ракушечное представлена на рисунке 2.1.1.



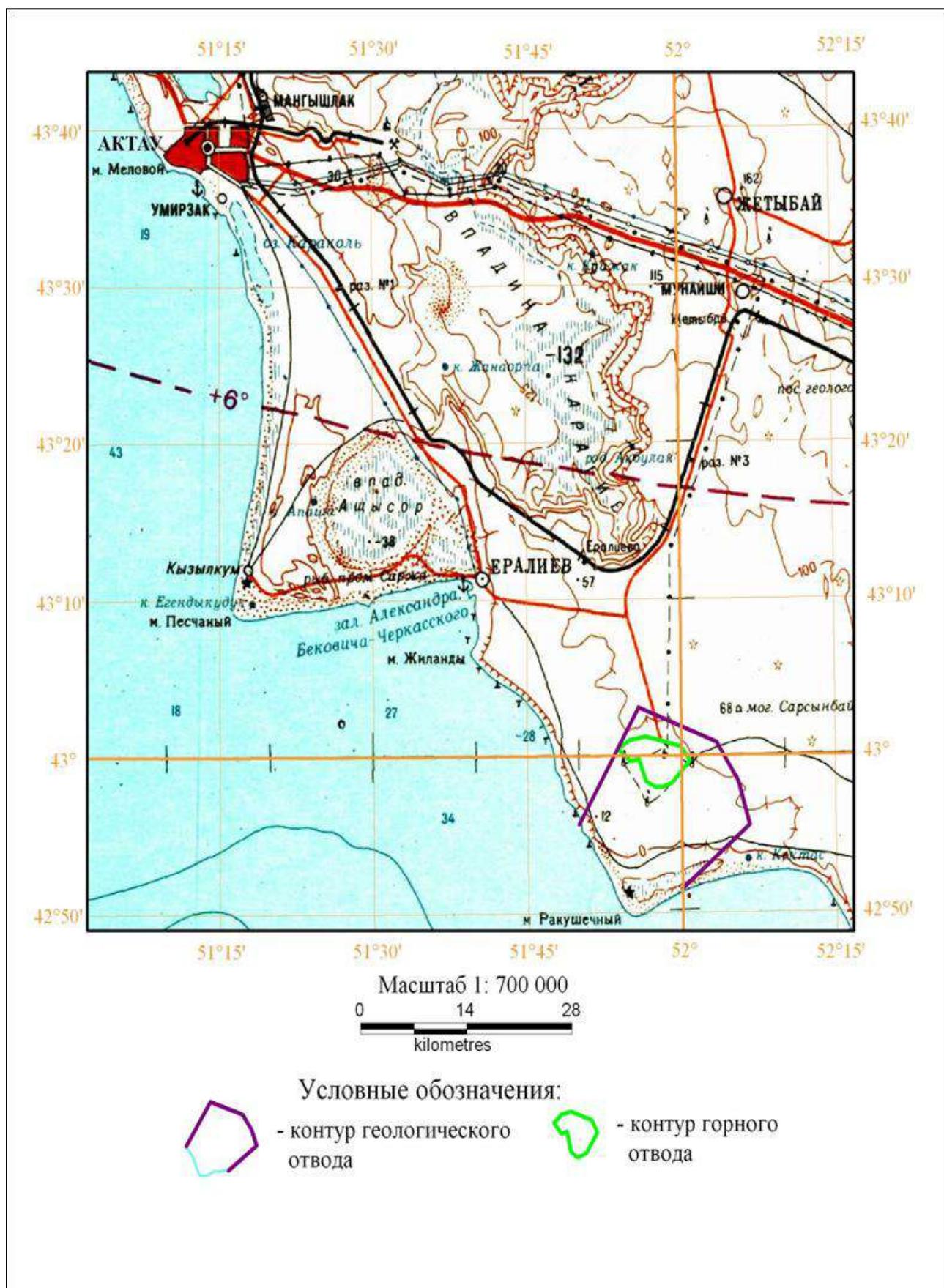


Рисунок 2.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения Ракушечное

## 2.2 Климатическая характеристика

Климат района расположения месторождения Ракушечное резко континентальный, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года. Климат района характеризуется умеренно холодной зимой и продолжительным, сухим, жарким летом. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, особенностями циркуляции атмосферы, близостью Каспийского моря. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Метеорологические характеристики для района расположения месторождения Ракушечное приняты по данным наблюдений на ближайшей метеорологической станции Актау Мангистауской области.

*Температура воздуха.* Средняя минимальная температуры воздуха самого холодного месяца составляет минус 2,9 °С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца составляет плюс 31 °С. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 20 °С, а с наступлением весны идет постепенное повышение. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 30 °С, наступает в июне и продолжается до середины августа. Абсолютный максимум температуры воздуха наблюдается в июне-августе и составляет 41-43°С. Абсолютный минимум температуры воздуха наблюдается в феврале и равен минус 27°С.

*Влажность воздуха.* Относительная влажность воздуха, характеризующая степень насыщения воздуха водяным паром, меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность <30 % и более 80 % считается дискомфортной. Так, в изучаемом регионе среднегодовая относительная влажность воздуха достигает 60 %. Наиболее высокие значения она достигает в ноябре-декабре 92 %, а наиболее низкие - летом 25-30 %. Относительная влажность воздуха увеличивается от побережья к открытому воздуху.

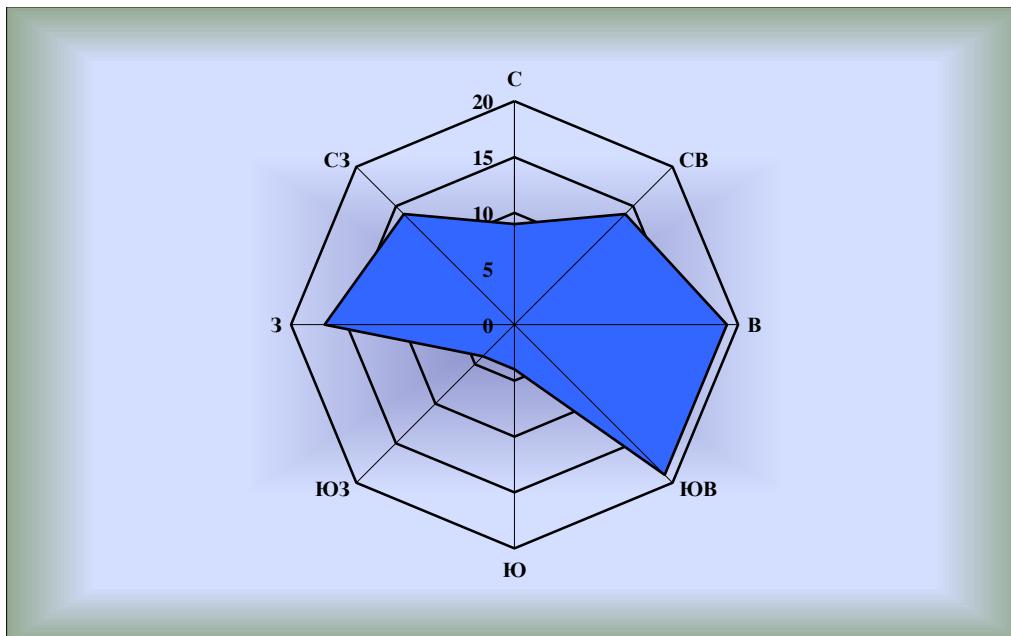
*Ветровой режим.* Над акваторией восточной части Среднего и Северного Прикаспия преобладают восточное, юго-восточное и западное направления ветров. При этих направлениях отмечаются самое большое число штормов и наибольшие скорости ветра. Наименьшую повторяемость имеют южные ветры. Максимальная скорость ветра наблюдается в зимнее время (5,5 м/с), а минимальная – летом (3 м/с). Среднегодовая скорость ветра составляет 4,1 м/с.



В таблице 2.2.1 и на рисунке 2.2.1 приводится повторяемость различных градаций скорости ветра по направлениям для метеорологической станции Актау.

**Таблица 2.2.1 – Повторяемость скоростей ветра по направлениям и штиля, в %**

Станция	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Актау	9	14	19	19	4	4	17	14	3



**Рисунок 2.2.1 - Годовая роза ветров**

*Осадки.* Режим осадков в значительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья. Северо-восточная часть Северного и Среднего Каспия получает от 136-192 мм осадков. По сезонному ходу осадков северная и южная половины рассматриваемой территории различны: максимум осадков на них приурочен соответственно к лету и зиме. Среднегодовое количество осадков составляет около 180 мм.

*Снежный покров.* Постоянный снежный покров, существующий более месяца на побережье моря, образуется только в Северном Прикаспии. Его высота обычно не превышает 10 см. На восточном берегу Среднего Каспия снег лежит, как правило, не более 15-20 дней. Для всего района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно малоснежных зим. Снег выпадает в периоды вторжения холодных воздушных масс и при прохождении холодных фронтов.

*Пыльные бури.* Пыльные бури – явление переноса сильным ветром большого количества пыли или песка, сопровождающееся ухудшением видимости. Возникновение пыльных бурь целиком связано с действием ветра. Кроме скорости ветра, большое значение для начала ветровой эрозии имеют характеристики почвы. Легкие пески и почвы начинают

выдуваться при скорости ветра у поверхности земли 3-4 м/с, тяжелые глинистые почвы – при скоростях 7-9 м/с.

Интенсивность пыльных бурь оценивается, дальностью видимости. Сильные бури, при которых видимость уменьшается до 100 м, является редкостью. Непрерывная продолжительность пыльных бурь в большинстве случаев не превышает 3-6 часов.

*Экстремальные осадки.* Интенсивные и продолжительные осадки затрудняют проведение различных изыскательских и строительных работ, ухудшают состояние дорог и коммуникационных сетей, становятся причиной паводков.

Значительными считаются осадки, количество которых за 12 часов превышает 12 мм при дожде и 5 мм при снеге.

Среднее за год число дней со значительными осадками в Актау составляет 1,6 (максимальное 5).

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 2.2.2

**Таблица 2.2.2 - Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.**

№ п/п	Наименование	Значение
1	Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
2	Коэффициент рельефа местности	1
3	Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца	Минус 2,9 °C
4	Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца	Плюс 31 °C
5	Среднегодовая роза ветров, %	
5.1	С	9
5.2	СВ	14
5.3	В	19
5.4	ЮВ	19
5.5	Ю	4
5.6	ЮЗ	4
5.7	З	17
5.8	СЗ	14
6	Среднегодовая скорость ветра, м/с	4,1
7	Скорость ветра ( $U^*$ ) (по средним многолетним данным), повторяемость применения, которой составляет 5 %, м/сек	8

### **2.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей**

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



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

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

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

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

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Мангистауская область относится к III зоне с повышенным ПЗА (рисунок 2.2.1.1).

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





Рисунок 2.2.1.1 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

## 2.3 Поверхностные воды

Поверхностные воды на территории месторождения Ракушечное отсутствуют. Временные водотоки возникают только во время ливневых дождей.

Так как, южная часть месторождения Ракушечное расположена в акватории Каспийского моря, гидрогеологические условия района нельзя рассматривать без учета особенностей Каспийского моря. Как известно, уровень воды в море испытывает циклические колебания, природа которых не вполне ясна. В последние годы после продолжительного повышения отмечается постепенный спад уровня моря.

Вопрос об изменении уровня Каспийского моря в ближайшие десятилетия должен решаться в рамках решения проблемы прогноза климата с учетом влияния водопотребления в бассейне реки Волги и антропогенного изменения климата.

Все прогнозы последнего десятилетия говорили о продолжающемся росте уровня Каспия. На сегодняшний день эти прогнозы не оправдываются. Уровень Каспия за последние годы относительно стабилизировался.

Сезонные колебания уровня Каспия невелики. Сезонные колебания уровня воды в течение года имеют четко выраженный циклический характер, что хорошо прослеживается по среднемесячным величинам уровня. Низшее положение уровня в году наблюдается в зимний период (декабрь, февраль), затем начинается его повышение до июля месяца, затем уровень начинает понижаться до зимнего минимума. Причиной такого колебания уровня является сезонное изменение водного баланса, то есть неравномерность поступления воды и ее расходования на испарение в течение года. Именно в Северном Каспии, куда поступает основная часть речного стока моря, многолетние изменения сезонного хода уровня выражены наиболее ярко, а размах колебаний больше, чем в остальной части моря. Сезонное регулирование стока рек в Каспий, в первую очередь стока Волги, уменьшило размах внутригодовых изменений речного стока и, как следствие, уровня моря: ход уровня стал более сглаженным. По сравнению с периодом естественного режима размах внутригодового изменения уровня Каспия уменьшился на 4 см. Величина сезонных изменений уровня моря несколько уменьшается по мере удаления от морского края дельты Волги.

Различия в сезонном ходе уровня моря вызываются сезонной изменчивостью преобладающего направления ветра и его скорости, а также изменением атмосферного давления.

С учетом современной перестройки атмосферных процессов и антропогенного изменения климата российские ученые дали прогноз колебания уровня при различной водности рек. По результатам их исследований вероятность повышения уровня до отметки



минус 24,0 м к 2010 году имеет 5%-ную обеспеченность, а до отметки минус 27,0 метров, 95%-ную обеспеченность.

Методика, выбранная учеными Азербайджана, также учитывает особенности атмосферной циркуляции и антропогенные факторы. Прогнозные работы проводились при поддержке Госкомэкологии Азербайджанской Республики, результаты приводятся в таблице 2.3.1.

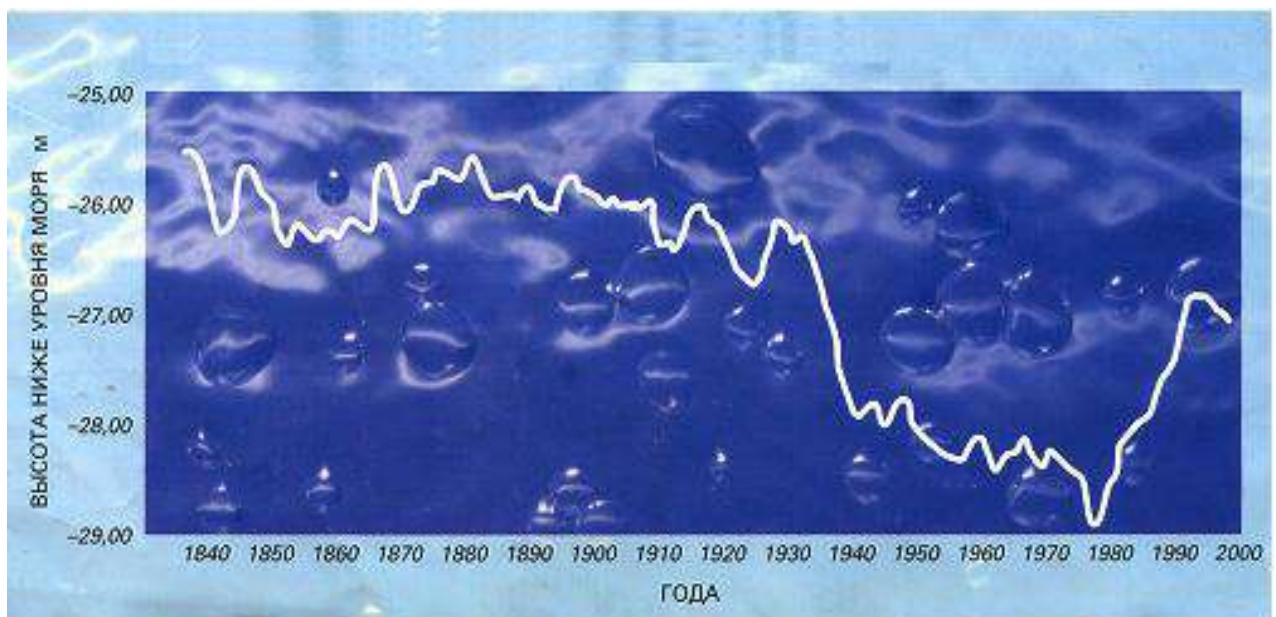
**Таблица 2.3.1 - Прогноз колебания уровня Каспийского моря**

Годы/уровень	2010	2020	2030	2040	2050
50 % обеспеченности	-26,89	-26,37	-25,78	-27,34	-27,84
10 % обеспеченности	-25,42	-24,905	-24,30	-26,02	-26,30

В одобренном Кабинетом Министров Республики Казахстан «Технико-экономическом докладе по проблемам Каспийского моря в пределах Республики Казахстан» (1995 г.), на основе прогнозов казахстанских и российских ученых, принято, что для нужд строительного проектирования и обеспечения мероприятий в прибрежной зоне в качестве предельной (по крайней мере, до 2020 г.) рекомендована отметка фонового уровня 0,1% обеспеченности (повторяемость один раз в 1000 лет), равная минус 25 м.

В настоящее время уровень воды в море, в зависимости от сезона года, колеблется в пределах минус 26,7 - минус 27,4 м, что ниже прогнозируемого уровня 2% обеспеченности.

Как видно из рисунка 5.2.1, уровень моря в последнее столетие не повышался выше отметки минус 25 м а, последние данные исследований поведения уровня моря позволяют надеяться на дальнейшее снижение уровня.



**Рисунок 2.3.1 - Ход уровня Каспийского моря по данным Бакинского футштока  
(инструментальные наблюдения)**

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, также, дополнительное питание талыми и дождовыми 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. Тем не менее, по данным стационарных наблюдений, авиаразведок, отдельных фактов затоплении поселков и нефтепромыслов, по результатам моделирования с привлечением анализа синоптических ситуаций, вызывающих нагонные штормы, построены кривые обеспеченности наибольших нагонов. Величины нагонов редкой повторяемости (два раза в сто лет) рассчитаны по эмпирическим кривым с поправкой на временную дискретность измерений и сезонный ход уровня моря. Все казахстанское побережье Каспийского моря по высоте максимальных нагонов (2%-ная обеспеченность) можно разделить на 15 районов, представленные в таблице 2.3.2.

**Таблица 2.3.2 - Районирование побережья Каспийского моря во величине возможного нагона**

№	Районы	Величина нагона, м
1	Восточная часть взморья Волги, включая побережье пос. Ганюшкино до Новинских островов; общая длина около 80 км	1,75
2	Северное побережье, включая Забурунскую косу д 51° в.д.; общая длина около 110 км	1,80
3	Побережье устьевой области р.Урал до 52° в.д.; длина около 125 км	1,95
4	Побережье дельты р. Эмбы до нефтепромысла Теренозек; длина около 130 км	2,30
5	Побережье Тенгизского месторождения нефти и газа, длина около 90 км	2,40
6	Побережье сора Мертвый Култук от промысла Прорва до северного берега залива Комсомолец; длина около 50 км	2,60
7	Побережье мелководного залива Комсомолец, включая северный и южный берега залива; длина около 150 км	2,00
8	Северное побережье п-ва Бузачи до мыса Бурынчик; длина около 100 км	2,19



9	Северо-западное побережье п-ва Бузачи от мыса Бурыншик до п-ва Долгий; длина около 90 км	1,29
10	Побережье Мангышлакского залива, включая заливы Кочак и Сары-Таш до мыса Жигылган, длина около 150 км	1,88
11	Северное, западное и южное побережья п-ва Тюб-Караган, от мыса Жигылган до нежилого пос. Саура, включая Форт-Шевченко и порт Баутино; длина около 140 км	0,85
12	Побережье п-ва Мангышлак от нежилого пос. Саура до мыса Песчаный, включая г. Актау, длина около 150 км	0,92
13	Побережье от мыса Песчаный до мыса Ракушечный, включая пристань Ералиево, длина около 80 км, высота нагона	0,83
14	Побережье Казахского залива от мыса Ракушечный до маяка Огонь-Адамтасский, включая зал. Кендерли, длина 150 км, высота нагона	1,21
15	Побережье от маяка Огонь-Адамтасский до границы Республики, длина около 150 км	0,73

Исходя из данного районирования побережья, рассматриваемое месторождение расположено на территории, которая относится к 13 и 14 району с максимальной высотой нагонов 1,21 метров.

#### 2.4 Подземные воды

В гидрогеологическом отношении месторождение Ракушечное расположено в пределах Южно-Мангышлакского артезианского бассейна, где получили развитие высоконапорные и безнапорные, водоупорные и водопроницаемые горизонты и комплексы, а также локально-водоносные отложения.

В разрезе месторождения выделяются два гидродинамических этажа: верхний и нижний.

**Верхний этаж** – это зона интенсивного водообмена меловых отложений, преимущественно распространения вод инфильтрационного генезиса. Основным источником питания этажа является просачивание атмосферных осадков и временного дождевого стока, конденсация водяных паров из воздуха.

**Нижний этаж** – где, получили развитие литогенные воды, представлен двумя гидрогеологическими толщами: верхней - с водами юрских продуктивных горизонтов, и нижней - водами триаса. Водонапорная система нижнего этажа характеризуется элизионным режимом.

В разрезе каждого из этажей, с учетом литолого-стратиграфических особенностей водосодержащих толщ, выделяются водоносные горизонты и комплексы.

Водоносность триасовых отложений данного бассейна менее изучена, и об условиях их залегания можно говорить только в пределах отдельных месторождений и площадей.

На месторождении Ракушечное, как и в пределах Мангышлакской нефтегазоносной области, выделены три гидрогеологических этажа: меловой, юрский и триасовый. Этажи



отличаются друг от друга по всем гидрогеологическим показателям: химическому составу вод, количеству и составу растворенных газов, гидродинамическим показателям и геотермическим условиям. В разрезе каждого из этажей, с учетом литолого-стратиграфических особенностей водосодержащих толщ, выделяются водоносные горизонты (Ю-I-XIII).

В соответствии с задачей настоящей работы рассматривается только характеристика подземных вод юрских отложений.

#### *Юрский водоносный комплекс (J).*

Юрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним. Юрский гидрогеологический этаж отделен от мелового этажа глинисто-карбонатными отложениями оксфордского, кимеридж-титонского и келловейского ярусов, являющихся водоупором. Воды юрских отложений месторождения Ракушечное приурочены к пластам песчаников, алевролитов, мергелей и известняков. Продуктивными являются верхнеюрские и среднеюрские отложения. К верхнеюрским отложениям приурочен оксфордский продуктивный горизонт и среднеюрским отложениям приурочены продуктивные горизонты Ю-IV и Ю-X.

Общая минерализация вод юрских отложений находится в пределах 168,2 г/дм<sup>3</sup>. Общая минерализация, концентрации ионов хлора, гидрокарбонатов, щелочных металлов (натрия и калия) и магния аналогичны юрским водам месторождений Жетыбай-Узеньской группы и вообще близки водам юрских продуктивных горизонтов других месторождений Южного Мангышлака. Кислотно-щелочные свойства характеризуется в основном как кислые, а воды оксфордских отложений - слабощелочные.

Для изучения свойств и состава воды юрской продуктивной толщи месторождения Ракушечное всего проанализировано 11 проб из 3 скважин, из которых в верхнеюрских отложениях отобрано и исследовано: 3 пробы воды из 2 скважин, из среднеюрских отложений отобрано и исследовано 4 пробы воды из 1 скважины и из нижнеюрских отложений отобрано и исследовано 4 пробы воды из 2 скважин.

*Верхнеюрский водоносный комплекс (J<sub>3</sub>)* представлен тремя пробами из двух скважин 2 и 5. Результаты проведенных исследований проб воды со скважин 2 и 5 показали, что по степени минерализации она относится к соленой. Минерализация вод в среднем составила 168,3 г/дм<sup>3</sup>. Плотность воды составляет 1,117 г/см<sup>3</sup>. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. При pH<6,6 вода характеризуется как кислая. Жесткость воды составляет 741 мг-экв/дм<sup>3</sup>, она является очень жесткой. Содержание анионов и катионов в пробах следующее (в мг/дм<sup>3</sup>): Na<sup>+</sup>+K<sup>+</sup>-50358,4; Ca<sup>2+</sup>-11961,9; Mg<sup>2+</sup>-



1715;  $\text{Cl}^-$ -102938;  $\text{SO}_4^{2-}$ -545,6;  $\text{HCO}_3^-$ -327,4. Из микрокомпонентов имеются данные по содержанию закислого железо  $\text{Fe}^{2+}$ , окислов железо  $\text{Fe}^{3+}$ , аммония  $\text{NH}_4^+$ , брома Br, иода J, бора B и бария Ba. Содержание этих микрокомпонентов следующее:  $\text{Fe}^{2+}$ -269,90 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Fe}^{3+}$ -302,40 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{NH}_4^+$ -126,23 мг/дм<sup>3</sup>, Br-441,78 мг/дм<sup>3</sup>, J-9,49 мг/дм<sup>3</sup>, B-47,05 мг/дм<sup>3</sup>.

*Среднеюорский водоносный комплекс ( $J_2$ )* представлен четырьмя пробами из одной скважины 2. Плотность воды составляет 1,117 г/см<sup>3</sup>. Минерализация в среднем составила 170,5 г/дм<sup>3</sup>. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. При  $\text{pH}<5,3$  вода характеризуется как кислая. Жесткость воды составляет 853 мг-экв/дм<sup>3</sup>, что является очень жесткой. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее (в мг/дм<sup>3</sup>):  $\text{Na}^++\text{K}^+$ -49871,9;  $\text{Ca}^{2+}$ -12830,9;  $\text{Mg}^{2+}$ -2536,3;  $\text{Cl}^-$ -104921,6;  $\text{SO}_4^{2-}$ -235,2;  $\text{HCO}_3^-$ -152,5. В минеральном составе пластовых вод в среднем содержатся:  $\text{Fe}^{2+}$ -83,46 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{Fe}^{3+}$ -95,23 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{NH}_4^+$ -142,94 мг/дм<sup>3</sup>, Br-558,39 мг/дм<sup>3</sup>, J-5,87 мг/дм<sup>3</sup>, B-21,64 мг/дм<sup>3</sup>, Ba-60,00 мг/дм<sup>3</sup>.

*Нижнеюорский водоносный комплекс ( $J_1$ )* представлен четырьмя пробами из одной скважины 2. Плотность воды составляет 1,117 г/см<sup>3</sup>. Минерализация в среднем составила 165,7 г/дм<sup>3</sup>. По генетической классификации В.А. Сулина воды относятся к хлоркальциевому типу. При  $\text{pH}<5,1$  вода характеризуется как кислая. Жесткость воды составляет 935 мг-экв/дм<sup>3</sup>, что является очень жесткой. По результатам химических анализов содержание анионов и катионов в пробах следующее (в мг/дм<sup>3</sup>):  $\text{Na}^++\text{K}^+$ -45447,1;  $\text{Ca}^{2+}$ -14409,2;  $\text{Mg}^{2+}$ -2573,9;  $\text{Cl}^-$ -102504,6;  $\text{SO}_4^{2-}$ -173,9;  $\text{HCO}_3^-$ -108,9. В минеральном составе пластовых вод в среднем содержатся:  $\text{Fe}^{2+}$ -123,20 мг/дм<sup>3</sup>,  $\text{NH}_4^+$ -156,36 мг/дм<sup>3</sup>, Br-481,71 мг/дм<sup>3</sup>, J-2,82 мг/дм<sup>3</sup>, B-13,53 мг/дм<sup>3</sup>.

Микрокомпонентный состав подземных вод юрских отложений представлен незначительными концентрациями закисного железа, окислов железа, аммония, йода, брома, бора, бария и рекомендовать их для попутного извлечения с экономической точки зрения нецелесообразно.

Физико-химический и микрокомпонентный состав подземных вод юрских отложений приведены в таблицах 2.4.1 и 2.4.2.



**Таблица 2.4.1 – Месторождения Ракушечное. Физико-химический состав подземных вод юрских отложений**

Скважина Горизонт	Дата отбора Интервал перфорации	Глубина отбора	Плотность воды, при $20^{\circ}\text{C}$ , г/см <sup>3</sup>	pH	Компонентный состав, мг/дм <sup>3</sup> / МГ-ЭКВ/дм <sup>3</sup>						Минерализация, г/дм <sup>3</sup>	Общая жесткость, мг-экв/дм <sup>3</sup>	Тип воды по В.А.Сулину	
					Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
<b>Верхнеюорский (J<sub>3</sub>)</b>														
<u><b>2</b></u> J <sub>3</sub>	<u>17.09.1975</u> 1957-1966 1972-1978	416	1,129	7,2	<u>55891,3</u> 2430,1	<u>13546,5</u> 677,3	<u>1773,8</u> 147,8	<u>114473,4</u> 3224,6	<u>245,3</u> 5,1	<u>201,3</u> 3,3	186,9	825,1	XK	
<u><b>2</b></u> J <sub>3</sub>	<u>16.09.1975</u> 2100-2110	устье	1,128	6,5	<u>54687</u> 2377,7	<u>13226</u> 661,3	<u>2189</u> 182,4	<u>113590</u> 3199,7	<u>423,9</u> 8,8	<u>561,2</u> 9,2	184,7	843,7	XK	
<u><b>5</b></u> J <sub>3</sub>	<u>27.12.1974</u> 2126-2134	2100	1,093	6,1	<u>40496,8</u> 1760,7	<u>9113,1</u> 455,7	<u>1182,2</u> 98,5	<u>80750,7</u> 2274,7	<u>967,6</u> 19,9	<u>219,6</u> 3,6	133,2	554,2	XK	
<b>Итого по J<sub>3</sub></b>			<b>1,117</b>	<b>6,6</b>	<b><u>50358,4</u> 2189,5</b>	<b><u>11961,9</u> 598,1</b>	<b><u>1715</u> 142,9</b>	<b><u>102938</u> 2899,7</b>	<b><u>545,6</u> 11,3</b>	<b><u>327,4</u> 5,4</b>	<b>168,3</b>	<b>741</b>		
<b>Среднеюорский (J<sub>2</sub>)</b>														
<u><b>2</b></u> J <sub>2</sub>	<u>28.07.1975</u> 2567-2579	устье	1,113	5,7	<u>47241,3</u> 2053,9	<u>10400</u> 520	<u>2880</u> 240	<u>99300,6</u> 2797,2	<u>516,8</u> 10,7	<u>366</u> 6	160,7	760	XK	
<u><b>2</b></u> J <sub>2</sub>	<u>11.07.1975</u> 2567-2579	устье	1,138	4,5	<u>59305,3</u> 2578,5	<u>12915,9</u> 645,8	<u>2216,7</u> 184,7	<u>121359,1</u> 3418,6	<u>24,7</u> 0,5	<u>24,4</u> 0,4	197,6	830,5	XK	
<u><b>2</b></u> J <sub>2</sub>	<u>25.06.1975</u> 3131-3157	3100	1,114	4,8	<u>51502,2</u> 2239,2	<u>12807,6</u> 640,4	<u>2512,3</u> 209,4	<u>108448,5</u> 3054,9	<u>24,7</u> 0,5	<u>73,2</u> 1,2	176,0	849,8	XK	
<u><b>2</b></u> J <sub>2</sub>	<u>30.05.1975</u> 3131-3157	3130	1,103	6,1	<u>41439,1</u> 1801,7	<u>15200</u> 760	<u>отс</u> -	<u>90578,2</u> 2551,5	<u>374,5</u> 7,7	<u>146,4</u> 2,4	147,7	760	XK	
<b>Итого по J<sub>2</sub></b>			<b>1,117</b>	<b>5,3</b>	<b><u>49871,9</u> 2168,3</b>	<b><u>12830,9</u> 641,6</b>	<b><u>2536,3</u> 211,4</b>	<b><u>104921,6</u> 2955,6</b>	<b><u>235,2</u> 4,9</b>	<b><u>152,5</u> 2,5</b>	<b>170,5</b>	<b>853</b>		



**Продолжение таблицы 2.4.1**

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>
<b>Нижнеюорский (J<sub>1</sub>)</b>													
<b>2</b> J <sub>1</sub>	<u>21.04.1975</u> 3290-3307	3200	1,098	5,8	<u>29091,8</u> 1264,9	<u>12000</u> 600	<u>2880</u> 240	<u>74550</u> 2100	<u>137,4</u> 2,8	<u>122</u> 2	118,8	840	XK
<b>2</b> J <sub>1</sub>	<u>21.04.1975</u> 3290-3307	3290	1,136	4,5	<u>52586,9</u> 2286,4	<u>17487,3</u> 874,4	<u>2955,6</u> 246,3	<u>119637,7</u> 3370,1	<u>4,9</u> 0,1	<u>69,7</u> 1,1	193,6	1120,7	XK
<b>2</b> J <sub>1</sub>	<u>24.04.1975</u> 3290-3307	3270	1,140	5,1	<u>53787,6</u> 2338,6	<u>18349,4</u> 917,5	<u>2660,04</u> 221,7	<u>122003,8</u> 3436,7	<u>8,2</u> 0,2	<u>122</u> 2	197,8	1139,2	XK
<b>28</b> J <sub>1</sub>	<u>22.03.1979</u> 3239-3261	3200	1,095	4,8	<u>46322</u> 2014	<u>9800</u> 490	<u>1800</u> 150	<u>93827</u> 2643	<u>545</u> 11,3	<u>122</u> 2	152,4	640	XK
<b>Итого по J<sub>1</sub></b>			<b>1,117</b>	<b>5,1</b>	<u>45447,1</u> <u>1975,9</u>	<u>14409,2</u> <u>720,5</u>	<u>2573,9</u> <u>214,5</u>	<u>102504,6</u> <u>2887,5</u>	<u>173,9</u> <u>3,6</u>	<u>108,9</u> <u>1,8</u>	<b>165,7</b>	<b>935</b>	
<b>Итого по J</b>			<b>1,117</b>	<b>5,7</b>	<u>48559,1</u> <u>2111,2</u>	<u>13067,3</u> <u>653,4</u>	<u>2275,1</u> <u>189,6</u>	<u>103454,7</u> <u>2914,3</u>	<u>318,2</u> <u>6,6</u>	<u>196,3</u> <u>3,2</u>	<b>168,2</b>	<b>843</b>	



**Таблица 2.4.2 - Месторождения Ракушечное. Микрокомпонентный состав подземных вод юрских отложений**

<b>Скважина Горизонт</b>	<b>Дата отбора Интервал перфорации</b>	<b>Глубина отбора</b>	<b>Микрокомпоненты, мг/дм<sup>3</sup></b>						
			<b>Fe<sup>2+</sup></b>	<b>Fe<sup>3+</sup></b>	<b>NH<sub>4</sub></b>	<b>Br</b>	<b>J</b>	<b>B</b>	<b>Va</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>Верхнеюорский (J<sub>3</sub>)</b>									
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>3</sub></b>	<u>17.09.1975</u> 1957-1966 1972-1978	416	-	-	152,62	543,90	12,42	54,10	-
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>3</sub></b>	<u>16.09.1975</u> 2100-2110	устье	269,90	302,40	-	-	-	-	-
<u><b>5</b></u> <b>J<sub>3</sub></b>	<u>27.12.1974</u> 2126-2134	2100	-	-	99,83	339,66	6,56	40,00	-
<b>Итого по J<sub>3</sub></b>			<b>269,90</b>	<b>302,40</b>	<b>126,23</b>	<b>441,78</b>	<b>9,49</b>	<b>47,05</b>	
<b>Среднеюорский (J<sub>2</sub>)</b>									
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>2</sub></b>	<u>28.07.1975</u> 2567-2579	устье	89,63	95,23	-	-	-	-	60,00
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>2</sub></b>	<u>11.07.1975</u> 2567-2579	устье	-	-	161,85	595,61	9,24	21,64	-
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>2</sub></b>	<u>25.06.1975</u> 3131-3157	3100	-	-	124,03	521,16	2,50	21,64	-
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>2</sub></b>	<u>30.05.1975</u> 3131-3157	3130	77,28	отс.	-	-	-	-	-
<b>Итого по J<sub>2</sub></b>			<b>83,46</b>	<b>95,23</b>	<b>142,94</b>	<b>558,39</b>	<b>5,87</b>	<b>21,64</b>	<b>60,00</b>
<b>Нижнеюорский (J<sub>1</sub>)</b>									
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>1</sub></b>	<u>21.04.1975</u> 3290-3307	3200	123,20	отс.	-	-	-	-	-
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>1</sub></b>	<u>21.04.1975</u> 3290-3307	3290	-	-	152,01	679,32	4,80	10,82	-
<u><b>2</b></u> <b>J<sub>1</sub></b>	<u>24.04.1975</u> 3290-3307	3270	-	-	160,71	666,82	2,05	16,23	-
<u><b>28</b></u> <b>J<sub>1</sub></b>	<u>22.03.1979</u> 3239-3261	3200	-	-	-	99,00	1,60	-	-
<b>Итого по J<sub>1</sub></b>			<b>123,20</b>		<b>156,36</b>	<b>481,71</b>	<b>2,82</b>	<b>13,53</b>	
<b>Итого по J</b>			<b>158,9</b>	<b>198,8</b>	<b>141,8</b>	<b>493,9</b>	<b>6,1</b>	<b>27,4</b>	

## 2.5 Характеристика геологического строения

Пробуренными скважинами на месторождении Ракушечное вскрыт разрез мезокайнозойских отложений максимальной толщиной 4480 м (скв. 13). В этих отложениях присутствуют породы триасовой, юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и антропогеновой систем.

### Триасовая система - Т

В разрезе триасовой системы присутствуют породы нижнего, среднего и верхнего отделов.

#### Нижний отдел – Т<sub>1</sub>

Разрез представлен аргиллитами, алевролитами и песчаниками с преобладанием первых. Породы окрашены в красновато-бурые, шоколадно-коричневые, буровато-серые



цвета, изредка встречаются зеленоватые и голубоватые прослои. В нижней части разреза количество песчаников увеличивается. Максимальная вскрытая толщина составляет 417 м в скважине 6.

### ***Средний отдел – Т<sub>2</sub>***

Среднетриасовые отложения представлены снизу вверх карбонатно-вулканогенной и вулканогенно-терригенной толщами. В свою очередь, в нижней толще снизу вверх выделяются вулканогенно-доломитовая, карбонатно-вулканогенная и вулканогенно-известняковая пачки.

Продуктивной является нижняя вулканогенно-доломитовая пачка (залежи Т<sub>2</sub>А<sub>0</sub>, Т<sub>2</sub>А, Т<sub>2</sub>Б), сложенная доломитами, различной степени известковистыми, переслаивающимися с туфами.

Карбонатно-вулканогенная пачка сложена переслаиванием туфов пепловых и витракластических, известняков пелитоморфных и микрозернистых, доломитов пелитоморфных, сгустковых, оолитово-комковатых.

Вулканогенно-известняковая пачка – это органогенно-детритовые известняки с редкими прослойями туффитов, туфов, туфоаргиллитов, туфопесчаников.

Вулканогенно-терригенная толща сложена неравномерным чередованием туфоаргиллита, аргиллита, с редкими прослойями туфов, туфопесчаников, известняков. Вверху увеличивается роль песчаников и алевролитов.

Толщина среднетриасовых отложений изменяется от 227 м до 338 м.

### ***Верхний отдел – Т<sub>3</sub>***

Верхнетриасовые отложения представлены аргиллитами с отдельными прослойми песчаников и алевролитов. Породы окрашены в чёрные, тёмно-серые, зеленовато-серые цвета, включают в себя обугленные растительные остатки, растительный детрит, пирит. В нижней части разреза встречаются пропластки мергелей, в верхней – линзовидные прослои углей. К подошвенной части верхнего триаса приурочена нефтяная залежь (Т<sub>3</sub>).

Толщина отложений верхнего отдела значительно увеличивается с юга от 10-11 м в скважинах 6 и 25 на Ракушечномысском поднятии на север до 324-345 м на Северо-Ракушечном поднятии.

### ***Юрская система – J***

Юрские отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами и представлены нижним, средним и верхним отделами.

### ***Нижний отдел – J<sub>1</sub>***



Нижнеюрские отложения залегают на размытой поверхности триасовых пород. Они характеризуются чередованием песчаников, алевролитов, глин и аргиллитов, окрашенных в серые тона различной интенсивности. В нижней части отдела присутствуют гравелиты и конгломераты, в кровле – глинистый пласт непостоянной толщины.

Толщина нижнеюрских отложений возрастает от Северо-Ракушечного купола (151 м в скважине 225) к переклинальям структуры и в районе скважины 16 достигает 343 м.

### ***Средний отдел – J<sub>2</sub>***

Средний отдел включает в себя отложения ааленского, байосского, батского и келловейского ярусов.

*Ааленский ярус (J<sub>2a</sub>)* сложен разнозернистыми песчаниками с подчиненными прослойями глин, алевролитов и мелкогалечных конгломератов. Толщина яруса возрастает от свода к переклинальям структуры и изменяется в пределах 266-390 м.

*Байосский ярус (J<sub>2b</sub>)* представлен частым чередованием глин, алевролитов, песчаников и аргиллитов. К нижней части байосского яруса приурочена газовая залежь (Ю-X). Толщина яруса изменяется в пределах 420-530 м.

*Батский ярус (J<sub>2bt</sub>)*. Разрез сложен равномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. В отложениях батского яруса к песчаникам и алевролитам приурочена нефтяная залежь (среднеюрский горизонт Ю-IV). Толщина яруса составляет 210-324 м.

*Келловейский ярус (J<sub>2k</sub>)*. Отложения келловейского яруса в нижней части сложены глинами с тонкими прослойями песчано-алевролитовых пород, в средней части – переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, в верхней части – глинисто-мергелистыми породами. Толщина келловейского яруса изменяется в пределах 80-124 м.

### ***Верхний отдел – J<sub>3</sub>***

Верхний отдел представлен оксфордским и кимеридж-титонским ярусами.

*Оксфордский ярус (J<sub>3ox</sub>)*. Отложения оксфордского яруса представлены глинисто-карбонатными породами с прослойми песчаников и алевролитов. Породы окрашены в серые тона различной интенсивности с зеленоватым, иногда коричневатым оттенком. К песчаникам оксфордского горизонта в кровельной части яруса приурочена нефтяная залежь (пласт А). Толщина оксфордского яруса колеблется от 166 м до 211 м.

*Кимеридж-титонский ярус (J<sub>3km+tt</sub>)* сложен карбонатными породами: известняками, доломитами, мергелями с подчиненными прослойми глин, алевролитов и песчаников, окрашенных в серые тона. Разрез подразделяется на две близкие по толщине пачки. Нижняя пачка представлена известковисто-мергелистыми породами, верхняя – известняками серыми,



мелекристаллическими, доломитизированными. Толщина кимеридж-титонских отложений изменяется в диапазоне 14-62 м.

### **Меловая система – К**

Меловая система представлена нижним и верхним отделами, в которых присутствуют все ярусы.

#### ***Нижний отдел – K<sub>1</sub>***

Отложения нижнего мела представлены неокомским надъярусом, аптским и альбским ярусами. Неокомский надъярус в свою очередь представлен валанжинским, готеривским и барремским ярусами.

*Валанжинский ярус – K<sub>1v</sub>.* Разрез валанжинского яруса представлен чередованием песчаников и известняков с подчиненными прослоями алевролитов, глин, мергелей и доломитов. Породы окрашены в серые, светло-серые, зеленовато-серые тона. Мощность валанжинского яруса колеблется от 25 м до 99 м.

*Готеривский ярус – K<sub>1g</sub>.* Отложения готеривского яруса представлены песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями глин, мергелей и известняков. Породы серого, светло-серого и зеленовато-серого цветов. К песчаникам готеривского яруса приурочена нефтяная залежь (K<sub>1g</sub>). Толщина готеривского яруса составляет 25-43 м.

*Барремский ярус – K<sub>1b</sub>.* Барремские отложения представлены пестроцветными глинами с прослоями песчаников, алевролитов, реже мергелей и глинистых известняков. Толщина яруса колеблется от 30 м до 67 м.

*Аптский ярус – K<sub>1a</sub>.* Отложения аптского яруса представлены переслаиванием темных, почти черных глин с алевролитами и песчаниками. В основании залегает пачка плотных песчаников с включениями гальки и желваков фосфоритов толщиной 1-2 м. Мощность аптского яруса – 103-123 м.

*Альбский ярус – K<sub>1al</sub>.* Разрез альбского яруса представлен терригенными породами (глины, алевролиты, песчаники). Породы окрашены в темно-серый цвет с зеленоватым оттенком. Толщина альбского яруса составляет 519-556 м.

#### ***Верхний отдел – K<sub>2</sub>***

*Сеноманский ярус – K<sub>2c</sub>* сложен глинами и алевролитами с подчиненными прослоями песчаников, мергелей и желваками фосфоритов. Толщина сеноманского яруса изменяется в пределах 124-148 м.

*Сенонский надъярус - туронский ярус – K<sub>2sn+t</sub>.* Отложения представлены белым писчим мелом и мергелями. В нижней части залегает прослой песчаника серого с включением фосфоритовой гальки. Толщина отложений колеблется от 125 м до 166 м.



*Датский ярус – K<sub>2d</sub>.* Отложения датского яруса представлены известняками с прослойями мергелей и глин. Породы окрашены в белые, светло-серые и желтовато-серые тона. Известняки пелитоморфные и органогенно-обломочные. Мергели плотные глинистые. Толщина отложений датского яруса колеблется в пределах 21-45 м.

### **Палеогеновая система – Р**

Отложения палеогеновой системы со стратиграфическим несогласием залегают на породах датского яруса. Система подразделена на палеоцен-эоценовый и олигоценовый отделы. Палеоцен-эоценовый отдел в нижней части представлен светло-серыми известняками с прослойями мергелей, в средней - коричневыми глинами, обогащенными костными остатками и чешуей рыб, в верхней – глинистыми мергелями и глинами. Отложения олигоцена представлены глинами с прослойями глинистых алевролитов и мергелей. Мощность палеогеновой системы колеблется в пределах 440-593 м.

### **Неоген-антропогеновая система – N+Q**

Отложения неогена с угловым несогласием залегают на размытой поверхности палеогена.

Отложения представлены в основном глинами, с подчиненными прослойями мергелей, известняков, песчаников и песков. Толщина неоген-антропогеновых отложений составляет 140-220 м.

## **2.6 Тектоническая характеристика**

В тектоническом отношении поднятие Ракушечное приурочено к Песчаномысско-Ракушечной зоне сводовых поднятий, являющейся структурным элементом второго порядка Южно-Мангышлакско-Устюртской системы поднятий и прогибов (рисунок 2.6.1).

Структура Ракушечное представлена двумя поднятиями: Северо-Ракушечным и Ракушечномысским. Южная часть Ракушечномысского поднятия расположена в пределах Каспийского моря.



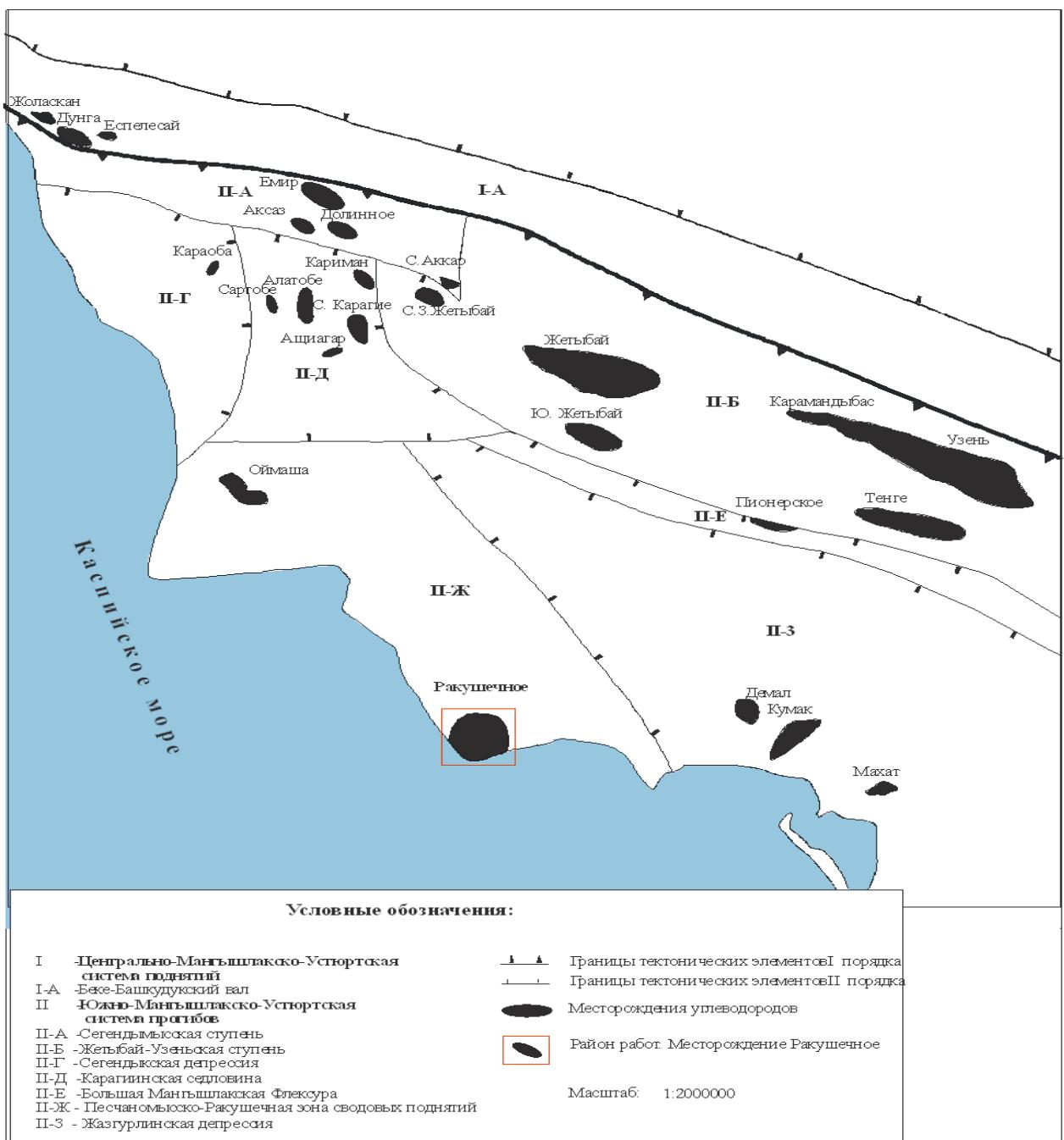


Рисунок 2.6.1 - Тектоническая схема

В осадочном чехле выделено два структурных этажа, первый из которых включает неоген-юрские отложения, а второй связан с нижележащим комплексом пород. При близких размерах структур по верхнему и нижнему этажам, для последнего характерно наличие достаточно большого количества дизъюнктивных нарушений, которые затухают в верхнем триасе.

Представление о тектоническом строении месторождения основано на результатах интерпретации сейсморазведочных работ 3Д 2008 года, при которой выполнены

структурные построения по отражающим горизонтам III, IV, V, V2, VI «б» и продуктивным горизонтам Ю-IV, Ю-XIII.

По отражающему горизонту III (подошва меловых отложений) структура Северо-Ракушечное представлена поднятием, практически изометричной формы, оконтуривающейся изогипсой -1805 м, с размерами порядка 3,6\*3,3 км и амплитудой около 10-15 м. Углы падения пород на северном крыле составляют 2-2,5°, а на южном 1,5° (рисунок 2.6.2).

Ракушечномысское поднятие воздымается в юго-западном направлении, замыкаясь изогипсой -1720 м и в пределах суши представлено только северным окончанием с размерами 8,2\*7,9 км, амплитуда около 20 м.

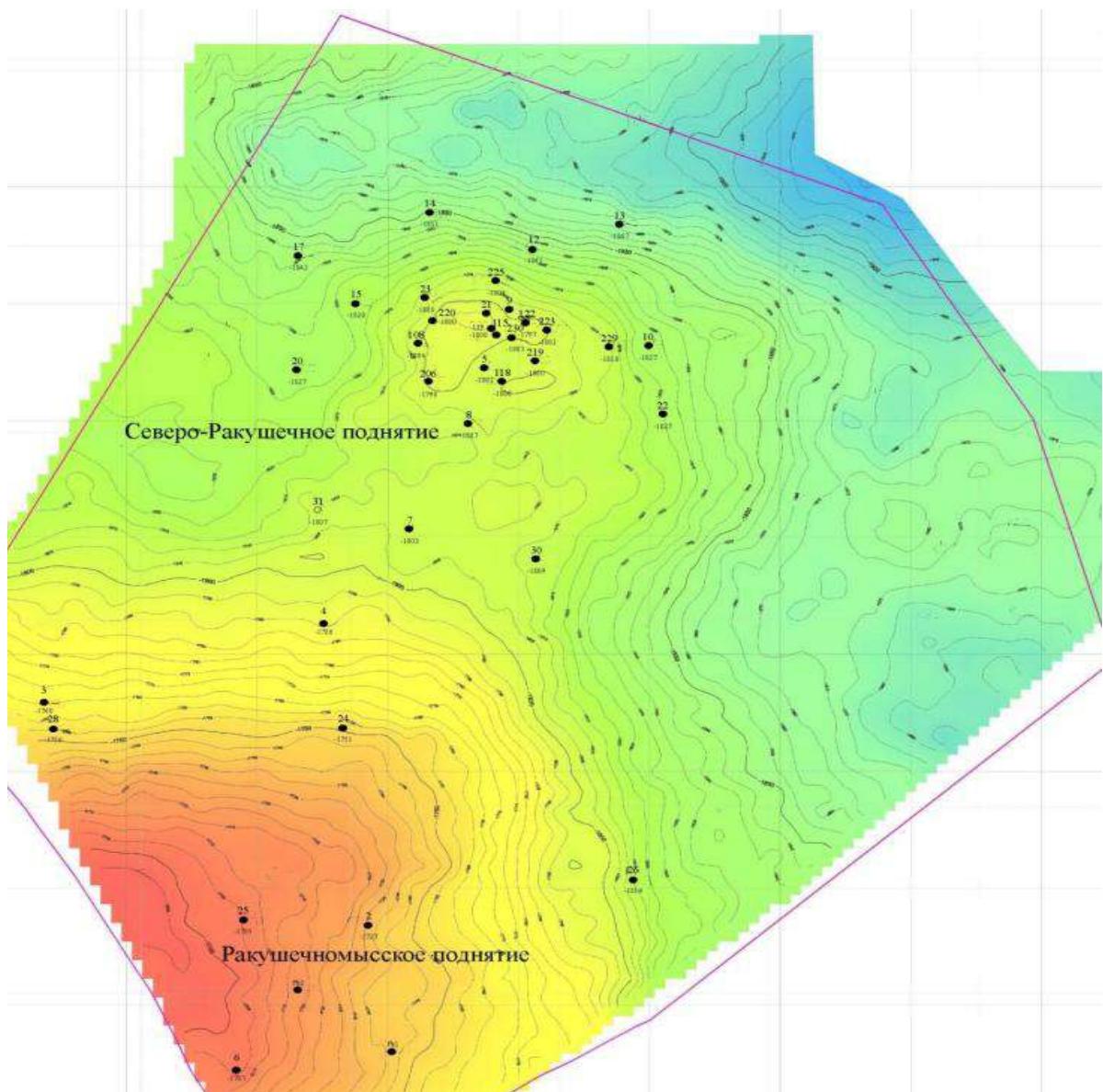


Рисунок 2.6.2 – Месторождение Ракушечное. Структурная карта по отражающему горизонту III (подошва меловых отложений)

По отражающему горизонту IV (подошва батских отложений) структура Северо-Ракушечное представляет собой куполовидную форму. Размеры структуры замкнутой изогипсой минус -2415 м составляют 2,7\*4,0 км, амплитудой около 40 м. Структура осложнена затухающими разрывными нарушениями, амплитуда разломов незначительная (рисунок 2.6.3).

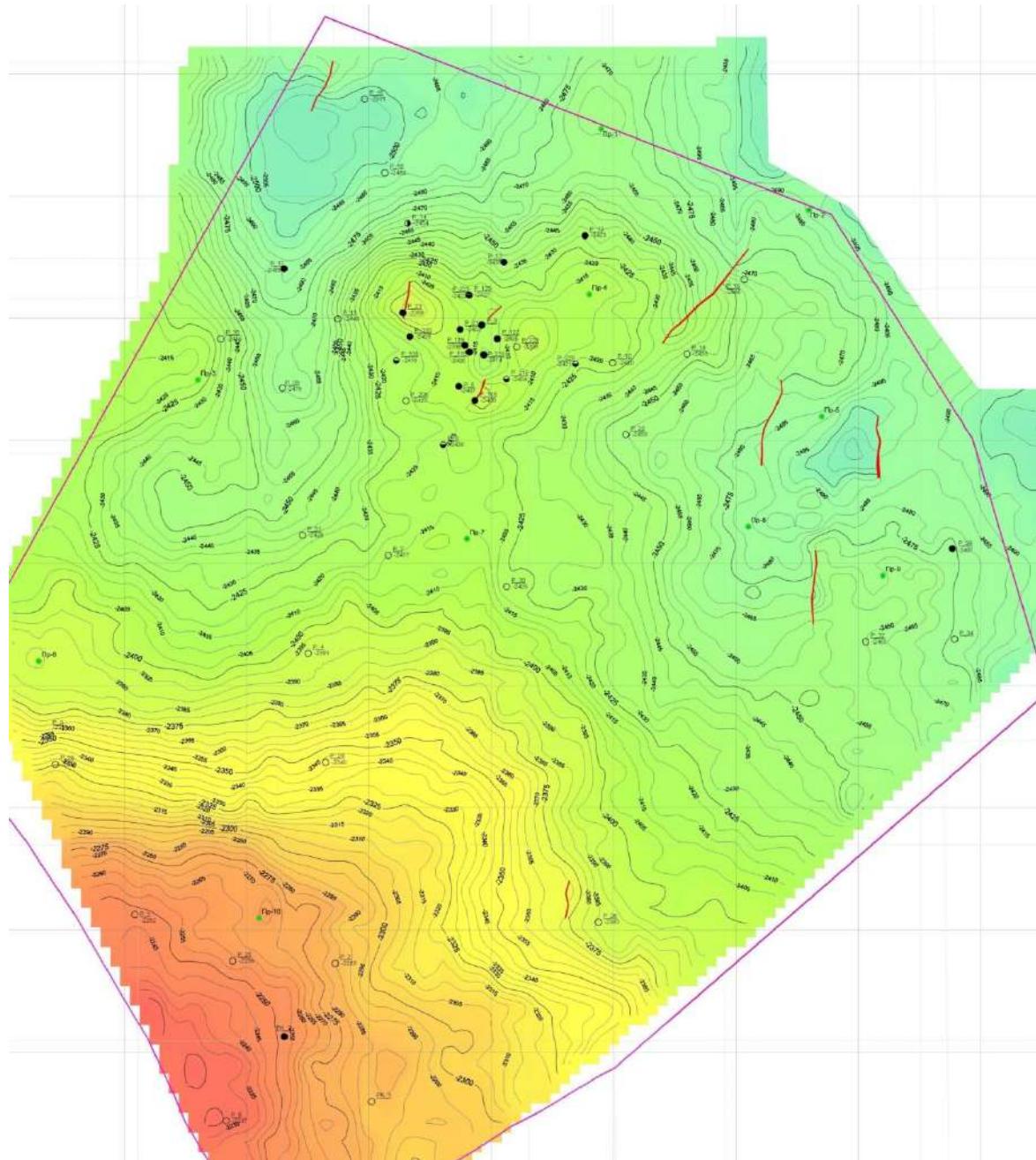


Рисунок 2.6.3 – Месторождение Ракушечное. Структурная карта по отражающему горизонту IV (подошва батских отложений)

По кровле продуктивного горизонта Ю-IV структура представляет собой куполовидное поднятие, по замкнутой изогипсе -2280 м размеры структуры составляют 3,2\*4,3 км.

## 2.7 Нефтегазоносность

Продуктивными в пределах месторождения являются отложения верхне-среднего триаса ( $T_3$ ,  $T_2A_0$ ,  $T_2A$ ,  $T_2B$ ), средней юры (Ю-X и Ю-IV), верхней юры (оксфордский ярус) и нижнего мела (готеривский ярус).

### Нефтяная залежь продуктивного верхнеюорского горизонта $J_{3ox}$ , пласт А

В разрезе оксфордского горизонта по каротажным данным выделяются два пласта (пласт А и Б). Пласти средней толщиной около 60 м каждый, разделены плотными породами. При этом пласти-коллекторы выделяются в пласте А, в разрезе пласта Б коллекторы заглинизированы. Выявленная залежь нефти приурочена к кровле оксфордского горизонта (пласт А).

В разрезе пласта А в скважинах выделяется от 1 до 5 пластов-коллекторов. Нефтенасыщенные коллекторы вскрыты в скважинах 2, 2-РК, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 20, 21, 22, 26, 30, 31, 108, 115, 118, 125, 220, 223, 229, 230, нефте- и водонасыщенные – в скважине 206, водонасыщенные – в скважине 16. В скважинах 1, 6, 13, 14, 15, 17, 18, 19, 23, 24, 25, 122, 219 коллекторы не выделены.

Залежь с севера и юго-запада ограничена обширными зонами глинизации. По структуре картируются два поднятия в районе скважин 119 и 1: Северо-Ракушечное и Ракушеномысское.

Опробование проведено в 6 скважинах (6, 23, 119, 206, 219, 230). Промышленные притоки нефти получены в скважинах 206 и 230.

Первый приток нефти получен в 2006 г. из скважины 206, в которой был опробован оксфордский горизонт совместно с келловейскими отложениями средней юры, в которых по ГИС выделены водонасыщенные коллекторы. При опробовании в интервалах 1923-1935 м, 2078-2087 м, 2139-2143 м (-1882-1894 м, -2037-2046 м, -2098-2102 м) был получен фонтанирующий приток газа, нефти и воды с дебитом жидкости 30 м<sup>3</sup>/сут и дебитом газа 39,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. После опробования в скважине 206 были проведены ГДИ в интервалах перфорации, в результате подтверждено наличие нефтегазонасыщенных пород с чистой околосвольной зоной пласта, также были отобраны глубинные пробы нефти. В 2010 г. был индивидуально опробован интервал пласта А оксфордского горизонта 1923-1935 м (-1882-1894 м), получен фонтанирующий приток нефти и воды с дебитами на 5 мм штуцере 6,24 м<sup>3</sup>/сут и 9,36 м<sup>3</sup>/сут соответственно.

В скважине 230 при опробовании о克斯фордского горизонта в интервалах 1901-1907 м, 1932-1942 м, 2047-2050 м (-1857-1863 м, -1888-1898 м, -2003-2006 м) получен фонтанирующий приток воды с пленкой нефти и газом с дебитом жидкости 75 м<sup>3</sup>/сут и



дебитом газа 6,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере. В 2014 г. в скважине выполнен комплекс ГИС-к, согласно заключению наличие потока воды было обусловлено утечкой с нижней пробки либо с поврежденной части обсадной колонны ниже зоны каротажа. В связи с этим в скважине были проведены изоляционные работы, после которых при испытании получен приток нефти и воды. Максимальный суточный дебит нефти на 8 мм штуцере составил 51,6 м<sup>3</sup>/сут, дебит воды – 34,4 м<sup>3</sup>/сут. Испытание данного объекта проводилось в течение 3-х месяцев, скважина работала стабильно, при этом дебит жидкости составил 54 м<sup>3</sup>/сут, дебит нефти – 16,5 м<sup>3</sup>/сут на 5 мм штуцере, обводненность – до 69%.

В скважинах 23, 119 и 219 при опробовании притока не получено.

Водонефтяная зона по залежи вскрыта только в скважине 206, в которой по ГИС отбивается прямой водонефтяной контакт на отметке -1894 м. Уровень ВНК принят единым для всей залежи на отметке -1894 м.

Общая толщина горизонта в среднем составляет 65 м, эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,5 до 16,7 м. Высота залежи порядка 150 м, площадь нефтеносности по категории С<sub>1</sub> - 965 тыс. м<sup>2</sup>. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, литологически экранированная.

#### **Нефтяная залежь продуктивного среднеюорского горизонта Ю-IV**

Продуктивный горизонт Ю-IV выделяется в средней части батского яруса. Общая толщина горизонта в среднем составляет 43 м.

В разрезе горизонта выделяется от 2 до 6 пластов-коллекторов. Залежь вскрыта скважинами 5, 9, 21, 23, 108, 115, 118, 119, 122, 206, 219, 220, 223, 230, в которых по ГИС выделены нефте- и водонасыщенные коллекторы.

По залежи опробовано 14 объектов в 10 скважинах. Из них по 6 объектам в 5 скважинах (скв. 115, 119, 122, 219, 220) получен приток нефти и растворенного газа, в 3 скважинах – нефть с водой (скв. 5, 9, 220), по 1 объекту получена вода (скв. 219), и по 4 скважинам – приток не получен (скв. 21, 23, 118, 220). Промышленные фонтанные притоки нефти получены в скважинах 115, 119, 122, 219 и 220, полученные дебиты нефти на штуцерах 3-10 мм составляли 3,3-68,0 м<sup>3</sup>/сут. Приток пластовой воды был получен в скважине 219 при реперфорации объекта 2304,6-2306,8 м, из которого ранее был получен безводный приток нефти, после соляно-кислотной обработки. Нижняя отметка получения безводной нефти составляет -2271,9 м в скважине 220.

По данным ГИС прямой водонефтяной контакт отбивается в скважинах 9, 21, 115, 118, 206, 220. В оперативном подсчете запасов 2021 г. уровень ВНК по залежи принят в пределах отметок -2274,0-2277,0 м. На северо-востоке, востоке и юге залежи ВНК принят на



уровне -2274 м по нижней отметке нефтенасыщенного интервала в скважине 223 (-2273,6 м), вскрытыму прямому ВНК в скважине 118 (-2274,3 м) и верхней отметке водонасыщенного интервала в скважине 122 (-2273,7 м). На юго-западе и западе залежи ВНК принят на отметке -2275 м по подошве нефтенасыщенных пластов в скважине 108 (-2275,1 м) и прямому ВНК в скважине 206 (-2274,8 м). На северо-западе и севере структуры уровень ВНК понижается до отметки -2279 м, принятой по подошве нефтенасыщенного интервала в скважине 23 (-2279,3 м) и вскрытыму прямому ВНК в скважине 9 (-2278,8 м).

Эффективные нефтенасыщенные толщины по залежи изменяются от 2,0 м до 10,3 м. Площадь нефтеносности по категории С<sub>1</sub> составляет 7198 м<sup>2</sup>. Залежь по типу строения - массивная.

Таблица 2.7.1 – Геолого-физическая характеристика горизонтов

Параметры	Горизонт J <sub>3</sub> ox, пласт А	Горизонт Ю-IV
Средняя глубина залегания (абс. отм.), м	-1817	-2269
ВНК (абс. отм.), м	-1894	-2274-2279
Площадь нефтеносности, С <sub>1</sub> /С <sub>3</sub> тыс.м <sup>2</sup>	965 / 124678	7198
Средняя общая толщина коллектора, м	31.9	24.1
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	9.0	5.7
Пористость, доли ед.	0.17	0.16
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0.70	0.60
Проницаемость по керну, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	-	-
Проницаемость по ГДИС, *10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	-	-
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.42	0.63
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2.63	3.43
Пластовая температура, °C	105	-
Пластовое давление, МПа	21.5	-
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	0.14	0.25
Плотность нефти в пласт. условиях, г/см <sup>3</sup>	0.6369	0.644
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см <sup>3</sup>	0.807	0.796
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.563	1.553
Содержание в нефти серы, %	-	0.086
Содержание в нефти парафина, %	17.2	11.6
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	203.6	198.3
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	-	-
Средний коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут×МПа	-	-

## 2.8 Характеристика почвенного покрова

На исследованной территории доминирует Туранский пустынный тип ландшафтов, подтип северных пустынь. Туранские типы ландшафтов в основном соответствуют древней погребенной геологической структуре Туранской плиты, распространены в пределах Туранской низменности, плато Устюрт и Бетпак-Дала. Формирование ландшафтов указанного типа произошло преимущественно под влиянием процессов развеивания древних песчано-глинистых осадков, отложенных в прошлом на равнинах крупными полноводными



реками. Характерна четкая зависимость всех природных компонентов от гидроклиматических и эдафических (почвенно-грунтовых) факторов. Преобладают песчаные, глинистые, солончаковые пустыни. Наблюдается разреженная полукустарниковая и эфемерно-полукустарничковая растительность на почвах пестрого механического состава: серо-бурых, бурых солонцеватых, сероземах, солонцах, солончаках, такырах.

Исследованная территория выделена на ландшафтной карте пустынь Казахстана как район II1. Ландшафты этого вида объединяют плоские суглинисто-гипсовые платообразные равнины с белополынно-биоргуновыми комплексами на серо-бурых солонцеватых почвах. Сложены миоценовыми известняками, мергелями, глинами. Характерная особенность ландшафтов – почти идеальная равнинность рельефа, наличие гипса в почвах и на поверхности плато. Недостаточная обеспеченность водными ресурсами определяет относительно слабую измененность ландшафтов под антропогенным воздействием. Хозяйственное использование – пастбища весенне-осеннего пользования.

Согласно схемы почвенно-географического районирования, территория месторождения Ракушечное относится к подзоне Центральной (средней) пустыни серо-бурых почв Устюрт-Мангышлакской провинции, Мангышлакскому району.

Мангышлакский равнинный район серобурых солонцеватых суглинистых почв включает большую часть территории равнинного Мангышлака и Кендырли-Каясанское плато. По рельефу характеризуется как волнистая и волнисто-увалистая равнина с абсолютными высотами 100 - 200 м. На равнине выделяются крупные бессточные солончаковые впадины, увалы с отвесными склонами и столовыми вершинами, а также небольшие суффозионные воронки и такырные понижения.

Почвообразующими породами служат пылеватые суглинки, подстилаемые с глубины 70 - 100 см (с колебаниями от 20 до 250 см) плитой сарматских известняков. В прибрежной полосе Каспийского моря и на обрывах-увалов последние часто выступают на дневную поверхность. Грунтовые воды залегают глубоко. Редкая сеть колодцев вскрывает малодебитные пресные и солоноватые воды на глубине 40 - 60 м.

Почвенный покров района составляют серо-бурые солонцеватые и гипсоносные почвы с горизонтом шестоватого гипса на глубине от 10 до 100 см. Они образуют округло- пятнистые западинно-буторковые комплексы с такырами, солончаками, остаточными (бозынген) и лугово-серо-бурыми (серо-бурые промытые) почвами. На эродированных склонах и вершинах увалов распространены серо-бурые эродированные и малоразвитые почвы, во впадинах и приморской полосе - солончаки соровые и маршевые. Территория района используется в качестве малопродуктивных (1,5 - 3,0 ц/га) сезонных пастбищ для



мелкого рогатого скота и верблюдов. На базе подземных вод и при обнаружении дополнительных источников поливных вод на серо-бурых и лугово-серо-бурых почвах возможно создание небольших оазисов правильного орошения.

На исследуемой территории выделяют следующие типы почв: серобурые солонцеватые, серобурые эродированные и малоразвитые почвы, солончаки соровые и приморские, такыры, техногенно-нарушенные земли (ТНЗ).

Серобурые почвы представляют собой автоморфные почвы непромывного типа водного режима. Особенности гидротермических условий определили крайне бедный видовой состав растительного покрова.

Развитие процессов почвообразования в подзоне серо-бурых почв области определяется, с одной стороны, историей формирования территории, выражющейся в смене сарматского морского режима континентальным и накоплением значительного количества солей, главным образом гипса, с другой, - аридностью климата, изреженным и бедным по видовому составу растительным покровом.

Морфологические показатели серобурых почв определяются малой мощностью почвенного профиля, малой его гумусностью, значительным накоплением карбонатов с максимумом в верхнем горизонте и высоким содержанием гипса на небольшой глубине.

Профиль серобурых почв в общих чертах имеет следующее строение: в верхней части развита небольшой мощности (2 - 5 см) палево-серая ноздреватая корка, разбитая трещинами на полигональные отдельности; под ней залегает светло-серый, рыхловатый, слоеватый и чешуйчатый горизонт, мощностью 7 - 10 см, сменяющийся несколько уплотненным буроватым горизонтом, содержащим крапинки и жилы солей или пятна и глазки карбонатов. Глубже следует гипсовый горизонт. Гипс встречается чаще всего в форме мелкокристаллических шестоватых выделений и сплошных пластов над плитой известняка, реже (преимущественно на легких почвах) в виде прожилок и скоплений, а также корочек и бородок на каменистых включениях. Мощность мелкоземистого слоя серобурых почв составляет 80 - 100 см и не превышает 120 - 150 см, гумусированная часть профиля колеблется в пределах 25 - 30 см, достигая 40 - 60 см в легких почвах.

### **Серобурые солонцеватые почвы**

Серобурые солонцеватые почвы развиваются на элювии сарматских известняков, представленных преимущественно средними и легкими суглинками, реже супесями, но занимают несколько более низкие, выровненные поверхности рельефа. Растительный покров слагается в основном биоргуновой и бояльшево-биоргуновой ассоциациями, проективным покрытием 20 - 25%.



Профиль серобурых солонцеватых почв дифференцирован на генетические горизонты. Характерно образование плотноватой и грубо сложенной ноздреватой корки (2 - 5см), вследствие чего поверхность почвы такыровидная и разбита трещинами; наблюдается значительное уплотнение и побурение средней части профиля, отличающейся глыбистой и комковато-глыбистой структурой и более тяжелым гранулометрическим составом, чем вышележащий горизонт. Кроме того, в отличие от серобурых нормальных, описываемые почвы характеризуются меньшей мощностью гумусового горизонта (менее 30см) и более высоким залеганием горизонта с выделениями шестоватого, реже в форме пятен и прожилок, гипса (30 - 40см).

По химическому составу серобурые солонцеватые почвы бедны гумусом, причем содержание гумуса в иллювиальном солонцеватом горизонте иногда более высокое, чем в верхнем. В составе гумуса преобладают фульвокислоты, связанные в основном с подвижными полуторными окислами. В поглощающем комплексе серобурых солонцеватых почв на фоне невысокой емкости (по сумме оснований) отмечается присутствие вместе с кальцием и магнием значительного количества обменного натрия, особенно в иллювиальном горизонте, что наряду с другими химическими и физико-химическими показателями подтверждает протекающие в почвах солонцовые процессы.

Серобурые солонцеватые почвы в большинстве случаев засолены уже на глубине 30 - 40 см, а нередко и выше. По типу засоления они относятся к хлоридно-сульфатным. Общая щелочность высокая, особенно в корке и иллювиальном солонцеватом горизонте. В верхних горизонтах почв нередко отмечается присутствие нормальных карбонатов (соды). Содержание гипса вверху 0,1 - 0,3%, в гипсоносном горизонте достигает 50%.

Таким образом, описываемые почвы наряду с солонцеватостью, характеризуются высоким сульфатным засолением, что является по существу типичным зональным признаком серо-бурых почв.

Физические и водофизические свойства серобурых солонцеватых почв по сравнению с нормальными имеют некоторые особенности: при одинаковом и постоянном по профилю удельном весе в них отмечается некоторое увеличение объемного веса в корке и уплотненном солонцеватом горизонте. Полевая влажность верхних горизонтов находится в интервале максимальной гигроскопичности, в аллювиальном и глубжележащих слоях величина ее существенно возрастает, по-видимому, за счет капиллярной подвешенной воды.

Серобурые солонцеватые почвы, как и нормальные, представляют пастбищные земли. Использование их в земледелии потребует не только орошения, но и проведения противосолонцовых агротехнических мероприятий.



### **Серобурые эродированные почвы**

Серобурые эродированные почвы формируются на маломощных элювиально-делювиальных продуктах выветривания известняков, прикрытых местами небольшой мощности чехлом песков и супесей.

В результате смыва и дефляции почвы маломощные (15 - 25 см), щебнистые (слабая в верхней части профиля, средняя и сильная глубже), отличаются очень рыхлым сложением всего мелкоземистого слоя. Почвы слабогумусированы (0,3 - 0,4%), сильно карбонатные (карбонатов 8 - 10%) и щелочные, лишены заметных признаков засоления в пределах верхнего метрового слоя.

Используются как малопродуктивные пастбища.

### **Серобурые малоразвитые почвы**

Почвообразующими породами служит щебнистый элювий коренных пород с суглинистым мелкоземом.

Почвы маломощные (профиль не более 20 - 25 см), бедны органическим веществом, карбонатные.

Вследствие сильной расчененности рельефа, щебнистости почв и малой продуктивности растительности, серо-бурые малоразвитые почвы представляют неудобные земли.

### **Солончаки**

Солончаки обычно занимают 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 их засоления в этих случаях могут быть:

а) соли, поступающие от близких и сильно минерализованных грунтовых вод (большинство солончаков),

б) остаточная соленость материнских пород (реликтовое соленакопление). В образовании солончаков важное значение имеют соляные купола, а также соли, освежающиеся в процессе импульверизации.

Солончаки — почвы выпотного водного режима. В них господствуют восходящие водные токи, приводящие к засолению почвенной толщи и ее поверхностных горизонтов. По характеру засоления солончаки могут быть разделены на хлоридно-сульфатные, сульфатно-хлоридные и сульфатные (гипсовые).

Объединяющими признаками солончаков являются:



- ❖ высокое засоление почвогрунтов, начиная с поверхности (более 1% солей по плотному остатку);
- ❖ слабая дифференциация профиля на генетические горизонты, вскипание с поверхности при отсутствии видимых карбонатных выделений.

### **Солончаки соровые**

Формируются по днищам периодически пересыхающих озер, обширными суффозионными понижениями, котловинам и депрессиям. Все эти отрицательные элементы рельефа представляют собой благоприятную среду для соленакопления за счет сноса солей вместе с талыми водами с вышележащим территорий и подпитывания сильноминерализованными (50-380 г/л) грунтовыми водами, залегающими на глубине 0,5-2,0 м.

Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля. Интенсивное испарение летом при отсутствии растительности приводит к кристаллизации солей на поверхности в виде белоснежной корки мощностью в несколько миллиметров, под которой залегает бесструктурная влажная вязкая масса, насыщенная солями.

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

Сумма водорастворимых солей превышает в верхних горизонтах 3,5% и увеличивается с глубиной, а в корке может достигать в некоторых случаях 30-60%.

Солончаки почти не затронуты процессами почвообразования. Наличие гумуса (0,2-0,6%) и других питательных веществ объясняется здесь приносом гумусовых частиц с окружающей территории путем намыва, наветривания.

Тип засоления в преобладающем большинстве хлоридный и сульфатно-хлоридный с участием соды по анионам, натриевый, калиево-натриевый – по катионам. Реакция воды щелочная и сильнощелочная.

### **Солончаки приморские**

Солончаки приморские прослеживаются узкой полосой по современному берегу моря, занимая нижнюю приморскую террасу. Эта полоса при нагонных ветрах часто заливается морскими водами.

Почвы формируются под редким покровом солероса, сведы и сарсазана на близких (1 - 2,0м) и сильно минерализованных грунтовых водах (более 100 г/л) сульфатно-хлоридного



магниево-натриевого состава. Почвообразующими породами служат слоистые морские отложения с преобладанием в восточной части приморской полосы ракушняковых песков и супесей, в северной части они подстилаются с глубины 18 - 20 см пестрыми глинами и суглинками. Строение профиля солончаков приморских характеризуют описываемые ниже разрезы.

Приморские солончаки - самые молодые почвы области. Образование их связано с недавним отступанием моря и началом развития биологических процессов. Профиль почв еще слабо сформирован, оглеен и засолен, морские наносы слоистые с ракушечником.

Аналитические данные устанавливают засоление уже в верхнем горизонте почв, где наблюдается более 1% легкорастворимых солей, причем с глубиной содержание солей увеличивается, достигая в суглинистых и глинистых прослойках 8% по плотному остатку. По типу засоления это сульфатно-хлоридные солончаки.

По содержанию гумуса приморские солончаки неодинаковые. Более гумусированы обычно хорошо задернованные растительностью суглинистые и глинистые почвы. Почвы с преобладанием песчаных и супесчаных прослоек содержат ничтожно малое количество гумуса. Описываемые почвы карбонатные, обладают щелочной реакцией почвенного раствора. По механическому составу они сильно слоистые.

В профиле почв песчаные и супесчаные прослойки чередуются со слоями ракушечника и суглинков, отображая первичный слабоизмененный характер морских наносов.

Приморские солончаки в хозяйственном отношении представляют малопродуктивные пастбища. Для земледелия они непригодны.

### **Такыры**

Такыры формируются в отрицательных элементах рельефа - замкнутых плоских депрессиях и западинах, служащих аккумуляторами атмосферных вод, твердых минеральных веществ и растворимых солей, намываемых с окружающих более высоких поверхностей.

Материнскими породами для такыров служат суглинистые и глинистые, часто слоистые, отложения. Высокое содержание пылеватых и илистых фракций в породе создает почвам при иссушении плотное трудноводопроницаемое сложение.

Такыры представляют собой своеобразные эфемерно-гидроморфные почвы пустынь. Для их водного режима характерно неглубокое промачивание верхней части почвенной толщи в холодный период года и последующее сильное иссушение летом. Грунтовые воды залегают глубоко (10 - 20 м). Высшая растительность на такырах почти отсутствует. Лишь местами на их поверхности появляются редкие экземпляры неприхотливых солянок. Вместе



с тем на такырах обильно поселяются, особенно весной и после кратковременных дождей летом, сообщества водорослей и лишайников, которые после осушения такыра образуют на поверхности тонкие и илистые частицы. Благодаря ничтожной гумусности эти фракции слабо агрегированы. Такыры – практически бесструктурные почвы. По своим агрофизическим и агрохимическим свойствам – образование корки, плотное сложение, бесструктурность, слабая водопроницаемость, засоленность, малая гумусность, - такыры непригодны для сельскохозяйственного использования.

## 2.9 Характеристика растительного покрова

Контрактная территория, включающая месторождение Ракушечное, расположена в пределах столового плато Устюрт.

По почвенно-географическому районированию территория исследования относится к низменному району приморских солончаков и песков Мангышлакского поднятия.

Растительность района чрезвычайно неоднородна, имеет бедный видовой состав и сильно разрежена. Жизненная форма растений представлена кустарниками, полукустарниками, травянистых однолетних и многолетних растений, эфемеров и эфемероидов, более 60% которых принадлежат к семействам маревых, сложноцветных и крестоцветных. Неоднородность же выражается, прежде всего, в комплексности растительного покрова, а также в составе комплексов – большей частью они многочлены и образованы олигодоминантными сообществами.

Наиболее полно видовое разнообразие растительности представлено весной. К началу июня растительный покров почти полностью выгорает.

Современный растительный покров территории отражает все сложные процессы взаимосвязи растительности с другими компонентами ландшафтов (рельефом, почвами, грунтовыми водами). Почвенный покров данного региона относится к глинистым плотным почвам – солончакам, такырам. Поскольку глинистые почвы отличаются большей сухостью и засоленностью, то растительный покров на них редкий и однообразный. Он состоит главным образом из травянистых однолетних и многолетних кустарничковых солянок. Они хорошо поедаются скотом осенью и зимой, когда соли вымываются из листьев и стеблей осенними росами и дождями. В глинистых пустынях, кроме солянок, много видов полыней.

Ландшафтными пустынными растениями, участвующими в сложении наиболее широко распространенных сообществ на территории месторождения Ракушечное, являются *полынь белоземельная*, *ежовник солончаковый* и *нанофитон ежовый*, многочисленна группа однолетних солянок.



Для этих условий характерна ксерогалофитная растительность из сочных многолетних (*поташник*) и однолетних (*солянка натронная*).

По составу жизненных форм преобладают кустарник (солянка, соляноколосник), кустарничек (ежовник, нанофитон), полукустарнички (полыни, поташник), травянистые многолетники (камфоросма, полынь лерховская) и однолетники (солянки, солерос).

На территории месторождения Ракушечное распространены по составу одно- двухкомпонентные сообщества полынно-солянковое, ежовнико-солерос европейское, полынно-карсазановое, полынь белоземельно-солянковое, полынно-ажрековое.

Ниже представлено описание наиболее распространенных видов, встречающихся на исследуемой территории.

**Полынь белоземельная** (*Artemisia terrae-albae Krasch*) — встречается по всей территории месторождения, занимает доминирующее положение, обладает широкой экологической амплитудой, произрастает на почвах различного механического состава, солонцеватых и засоленных. Полукустарничек 10-45 см высотой, обильность по шкале Друде – Сор3 (очень много), растет диффузно, создает основной фон, цветет в августе-сентябре-октябре. Развивает мощную, глубоко проникающую корневую систему. Основная масса корней располагается в верхних, наиболее увлажненных и менее засоленных почвенных горизонтах (до 80 см), главный корень отсутствует. Растение кормовое, эфирное.



Рисунок 2.9.1 – Полынь белоземельная

**Сарсазан шишковатый** (*Halocnemum strobilaceum*). Это настоящий кустарник, на территории встречается группами довольно часто, обильность по шкале Друде – Сор1 (довольно много). Растет в виде растопыreno-ветвистого куста, нижнюю часть которого

составляют одревесневшие ветви. Побеги своеобразны – толстые, сочные, членистые. Они густо покрыты шарообразными неразвивающимися почками, похожими на маленькие шишечки. Молодые побеги соленые на вкус. Растение кормовое (позднеосенний и зимний корм для овец), декоративное, инсектицидное. Цветет с августа по октябрь.



Рисунок 2.9.2 – Сарсазан шишковатый

**Солерос европейский (*Salicornia europaea*)** – Однолетнее травянистое, сочное, голое, с супротивными ветвями, зеленое или красноватое, членистое растение высотой 10-35 см; членики цилиндрические, под узлом немного утолщенные. На территории встречается диффузно, редко, обильность по шкале Друде – Sol (единично). Листья незаметные. Цветки погружены в ткань стеблей, образуя на концах колосовидные соцветия. Цветет в июле-сентябре.

**Биургун-ежовник солончаковый (*Anabasis salsa*)** – стержнекорневой полукустарничек высотой 5-25 см, вегетативно разрастается укоренением стеблей и массово размножается семенами. Особи этого вида способны быстро восстанавливаться после механических повреждений. Вегетация начинается в апреле, с середины мая бутонизирует, в первой декаде и до конца июня цветет. Плоды формируются в течение всего лета. Корни проникают на глубину 40-60 см. Стержневой корень, разветвленный с поверхности, глубже 10 см переходит в ветвистые боковые корни. Извилистость корневой системы вызвана уплотненной солонцеватой почвой с тяжелым механическим составом.

Засухоустойчивость биургуня проявляется в способности менять интенсивность транспирации в зависимости от запасов воды в почве, температуры и влажности воздуха. Средний урожай 2-4 ц/га. Питательные свойства биургуня сохраняются в течение всего года. Биургун — хороший нажировочный корм для верблюдов осенью. Овцы поедают его

удовлетворительно осенью и зимой. Проективное покрытие от 10 до 35 %. Распределение растений диффузное.

**Солянка (*Salsola nitraria*)** – типичный ксерогалофит, кустарничек высотой от 10 до 80 см с растопыренно-ветвистым от основания стеблем, толстыми угловатыми ветками, нитевидно-вальковатыми листьями. Плодится семенами. Кустики образуют форму «перекати-поле» и разносятся на многие километры, образуя скопления в опорах, оврагах и у разных препятствий.

В безлесных районах употребляется как горючее. До цветения можно использовать для силосования (в таком виде поедается многими видами скота). Служила сырьём для местного получения поташа. Зола может употребляться для получения красителей для шерсти.



Рисунок 2.9.3 – Солянка

**Тасбиюргун (*Nanophyton erinaceum*)** - полукустарничек, высотой 10-20 см, произрастает на солончаках, выходах пород и щебнистых серо-бурых почвах. Стебли стелющиеся, размножается семенами и вегетативно, благодаря этому устойчив к механическим повреждениям и быстро восстанавливается.

**Прибрежница солончаковая - ажрек (*Aeluropus littoralis*)** - род многолетних травянистых растений семейства мятликовых, кормовое растение, встречается в полупустынной, пустынной и отчасти степной зонах; растёт на солончаках, солончаковых лугах, берегах солёных озёр. В 100 кг зелёной массы 30,3 к. ед. и 3,4 кг переваримого протеина, в сухой массе соответственно 50,5 и 3,1. Скашивают в фазе созревания семян. На пастбище используются в течение всего года и на след. год в сухом состоянии. Хорошо

поедаются крупным рогатым скотом и лошадьми, несколько хуже верблюдами, овцами и козами.



Рисунок 2.9.4 – Прибрежница солончаковая - ажрек

**Житняк пустынный (*Agropyron desertorum*)** – многолетний рыхлокустовой полуверховой злак ярового типа развития. Корневая система такая же мощная, как у житняка гребневидного. Стебли коленчатые, тонкие, высотой 25-80 см, хорошо облиственные. Соцветие – узкий колос, более или менее цилиндрической формы, с налегающими один на другой колосками, имеющими ость длиной 2-4 мм.

Более засухоустойчив, чем другие виды житняка. Морозостоек, мирится с засолением. Не выносит длительного затопления полыми водами. Относится к рано цветущим растениям. Полного развития достигает на второй-третий год после посева. С весны трогается в рост рано, но растет медленно. В травостое держится 15-20 лет.

В целом, экологическое состояние растительности на месторождении Ракушечное удовлетворительное, признаков аномального развития у растений не обнаружено. Состав и структура растительности флористически полноценные для данной территории.

#### Морская биологическая среда

**Макрозообентос.** Видовой состав зообентоса Каспия значительно беднее, чем в других относительно изолированных морских бассейнах, и, особенно в открытых морях. Это является следствием длительной изоляции Каспия от океана, понижения общей солености и изменения солевого состава вод, низких температур. Для фауны донных беспозвоночных Каспия характерно выпадение целых типов и классов, обитающих в морях с океанической соленостью.

Соленость и кислородный режим в придонных слоях воды играет важнейшую роль в колебаниях численности и биомассы каспийского макробентоса. В северной части моря соленость определяется, прежде всего, стоками рек Волги и Урала и колебаниями уровня моря. Многочисленные исследования показали, что в условиях понижения уровня моря до 1978 года и повышения солености резко упала биомасса организмов слабосолоноватоводного комплекса (адакны, амфаретид, ракообразных и др.), являющихся кормовой базой леща, воблы и молоди осетровых, но это оказалось благоприятным для средиземноморского комплекса (нереиса, абрь, крабов) – корма взрослых осетровых. Повышение уровня Каспия, напротив, отразилось положительно на кормовой базе молоди осетровых и полупроходных бентоядных рыб вследствие понижения солености и расширения площади нагула.

На состояние макрозообентоса влияет ряд факторов, которые оказывают совокупное воздействие на бентос, и влияние каждого из факторов часто трудно разграничить. Из них наибольшее влияние оказывают:

- характер грунта и количество органики в нем;
- понижение содержания кислорода и степень устойчивости к гипсоксии организмов бентофауны (оксигенность);
- присутствие сероводорода в грунтах, наличие разного рода загрязнений, в том числе и антропогенного происхождения;
- прессинг бентосоядных рыб.

Бентофауна исследуемого района – это преимущественно представители эпи- и инфауны, закапывающиеся и прикрепленные формы, а также некоторые организмы (амфиподы).

В меньшей степени на макробентос Каспия оказывает влияние глубина. А увеличение солености оказывает большое влияние на макрозообентос.

Фитопланктон является неотъемлемой составной частью экосистемы моря и служит основным источником его первичной продукции, за счет которого существуют все вышестоящие по трофической пирамиде организмы - консументы. Непосредственными потребителями фитопланктона являются организмы зоопланктона и зообентоса.

Основными факторами, определяющими качественный состав и количественной развитие фитопланктона в Каспийском море, являются соленость, температурный режим, условия освещенности, определяемые глубиной и мутнотостью, а также обеспеченность минеральным питанием. Одной из важных особенностей Каспийского моря, оказывающих значительное воздействие на биоту, являются многолетние колебания уровня.



### **2.9.1 Редкие и исчезающие виды растений**

Сам по себе растительный покров территории нуждается в бережном отношении, при этом на территории месторождения встречаются представители фауны, требующие особой охраны. Редких и реликтовых видов растений на территории месторождения Ракушечное не обнаружено, встречаются 2 вида лекарственных растений: верблюжья колючка и гармала обыкновенная.

**Верблюжья колючка (*Alhagi pseudoalhagi*)** – колючий кустарник с глубоко проникающей корневой системой (рисунок 2.9.1.1). Растения 30-100 см высотой. Корень длинный, с глубоко расположенными горизонтальными ответвлениями. Стебли ветвистые, в нижней части одревесневающие. Колючки в пазухах листьев, направлены вверх под острым углом, длиной 2-3 см. Листья простые, очередные, продолговатые, тупые, 1-2 см длиной. Цветки по 3-8 шт. на колючке, типичного мотылькового строения, красные или розовые. Цветет с мая до глубокой осени, плоды начинают созревать с июля. Наземная часть растения служит лекарственным сырьем. Содержит эфирное масло, стероиды, алкалоиды, витамины. В траве содержатся флавоноиды, сапонины, сахара, дубильные вещества, витамины группы С, К и В, каротин, урсоловая кислота, следы алкалоидов, эфирное масло, красящие вещества, смолы.



**Рисунок 2.9.1.1 – Верблюжья колючка**

**Гармала обыкновенная (*Peganum harmala*)** – многолетнее травянистое растение высотой до 80 см с неприятным сильным запахом (рисунок 2.9.1.2). Растет на глинистых, супесчаных, солонцеватых, засоленных мелкощебнистых почвах, в равнинных полупустынях, предгорьях, на пастбищах, как сорняк в посевах. Корни мощные до 3 м

длиной. Листья пальчато-рассеченные. Цветки белые или бледно-желтые около 2 см в диаметре, многочисленные. Плод – приплюснуто-шаровидная коробочка с мелкими темно-коричневыми клиновидными семенами. Цветет в мае-июне, плодоносит в июле-августе.

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



Рисунок 2.9.1.2 – Гармала обыкновенная

По всей территории можно встретить кустарник тамариск многоветвистый.

**Тамариск многоветвистый (*Tamarix ramosissima*)** – гребенщик многоветвистый. Кустарник высотой 2-3 м, с мелкими сидячими зелеными или сизыми чешуевидными листьями, выделяющими на поверхность соль. Цветки мелкие, с чашечкой и розовым венчиком из 4-5 лепестков, собраны в длинные кисти. Плод – раскрывающаяся коробочка. Семена мелкие, с хохолком. Цветет в мае – августе. Растет на солончаковых почвах по берегам рек, озер и лиманов на юге Западной Сибири, на Кавказе и в Средней Азии. Заготавливают кору в апреле; листья и цветки – с мая по август; плоды – в сентябре. Кора и листья содержат много дубильных веществ. Обладает вяжущим, потогонным, мочегонным, обезболивающим и хорошим кровоостанавливающим действием.

## 2.10 Характеристика животного мира

Животный мир рассматриваемой территории характеризуется обедненным видовым составом и сравнительно низкой численностью.

Ведущую роль среди животного населения играют членистоногие, пресмыкающиеся, рептилии, млекопитающие и птицы.

**Земноводные.** Засушливость климата определяет бедность территории поверхностными водами, почвы сформированы на засоленных морских отложениях, растительность разреженная, характерная для пустынь северного типа. Выравненность рельефа, сильная засоленность почв наличие большой сети солончаков с обедненной растительностью, резко континентальный суровый климат, все это является причиной обедненности батрахо - и герпетофауны исследуемого района. Особенно условия обитания усугубляются в беснежные зимы.

Земноводные в исследуемом районе представлены лишь одним видом — зеленой жабой. Способность этого вида переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные солоноватые водоемы, а также ночной образ жизни, позволяют этому виду заселить территорию значительно удаленную от водоемов.

**Пресмыкающиеся и рептилии.** Видовой состав пресмыкающихся представлен 15 видами или 30,6% от герпетофауны РК. Рассматриваемая территория заселена пресмыкающимися неравномерно. На глинистых и песчаных почвах с зарослями полыни встречаются черепахи (рисунок 2.10.1). Распространены разновидности ящериц. Из змей здесь водятся песчаный удавчик, стрела-змея, степная гадюка. На исследуемой территории из широко распространенных видов наиболее многочисленными из ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Численность этих животных достигнет 1,5-2 особи/га (3-4 особи на 1 км учетного маршрута). Из змей на большей части территории встречаются узорчатый полоз, стрела-змея и щитомордник. Численность этих видов ниже, чем ящериц, и составляет 0,4-0,5 особи/га (до 1,5 на 1 ж). Примерно того же порядка численность пискливого геккончика, сцинкового и серого гекконов.

Членистоногие представлены паукообразными (скorpion, тарантул, каракурт, фаланга клещи), многоножками (мокрицы) и обилием насекомых (саранчовые и сверчки, муравьи, жуки, комары, стрекозы и др.).





Рисунок 2.10.1 – Среднеазиатская черепаха

**Млекопитающие** на рассматриваемой территории представлены не менее 30 видами, в основном грызунами (15 видов), из которых 11 - широко распространены (тушканчик, пегий путорак, суслик, большая песчанка и др.). Численность широко распространенных в пустынях Прикаспия сусликов, тушканчиков, мышевидных грызунов в последнее десятилетие довольно низкая, особенно в зоне периодического затопления при нагонах. По материалам противочумной станции численность большой песчанки на различных участках региона колеблется от 0,6 до 5,8 особей/га. Показатели плотности населения полуденной и краснохвостой песчанок - в пределах 0,2-4,8 зверьков на 100 ловушко/суток. На 300 кмочных автомобильных учетов зарегистрировано 150 тушканчиков, среди которых малый тушканчик составил 96%, большой тушканчик и емуранчик - по 2%.

На очень низком уровне находится численность домовой мыши и общественной полевки, которые наряду с песчанками являются фоновыми видами в регионе. Плотность поселений более многочисленной домовой мыши колеблется от 0,6 до 6 зверьков на 100 ловушки/суток.

На южной территории встречается заяц-толай. Из хищников встречаются волки, лисицы, корсак. Семейство ежовые представлено видом ушастый ёж, встречается близ вахтового поселка.

Копытные представлены сайгой. Возможны миграции сайги по 2-3 особи.

**Птицы.** Видовой состав птиц достаточно разнообразен и состоит из 23 видов, относящихся к 19 отрядам.

Самым многочисленным является отряд воробьинообразных птиц, включающих 89 видов (39,7 % от всего списка). Более половины из них составляют представители трех

семейств: славковые (20 видов), дроздовые (15 видов) и жаворонки (10 видов). По 6-7 видов объединяют семейства трясогузковых, овсянковых и вьюрковых.

Многочисленны также отряды ржанкообразных (52 вида или 23,2%), в том числе 38 видов куликов и соколообразных (22 вида; 9,8%) и пластинчатоклювых (21 вид, 9,4 %). Представителей остальных отрядов (поганки, коленчатые, пастушковые, дрофные, голуби, рябки, ракшеобразные и др.) относительно немного.

По характеру пребывания птицы в исследуемом районе делятся на оседлых, пролетных, гнездящихся и кочующих. В таблице 2.10.1 представлен перечень видового состава орнитофауны исследуемой территории.

Таблица 2.10.1 - Видовой состав орнитофауны

№№	Наименования птиц	№№	Наименования птиц
1	Пеганка	12	Курганник
2	Огарь	13	Домовой сыч
3	Авдотка	14	Золотистая щурка
4	Морской зуек	15	Удод
5	Деревенская ласточка	16	Полевой конек
6	Береговая ласточка	17	Плясунья
7	Хохлатый жаворонок	18	Пустынная каменка
8	Двупятнистый жаворонок	19	Малая бормотушка
9	Кулик-сорока	20	Пустынная славка
10	Ходулочник	21	Пустынный ворон
11	Сизый голубь	22	Желчная овсянка

В наземных ценозах на рассматриваемой территории и в его окрестностях могут гнездиться 39 видов птиц (17,4 % от всего списка). Наиболее многочисленными являются некоторые виды жаворонков и воробьиные.

Гнездящаяся авиафауна является настоящей, пустынной фауной, в которой пустынные птицы составляют несколько менее трети всех гнездящихся видов. Подавляющее большинство птиц является перелетными - 200 видов (в том числе 2 залетных - просянка и черноголовая овсянка), но к числу только пролетных относится 126 видов (56,2%). В период миграции широко представлены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, овсянковые) и птицы открытых ландшафтов (жаворонковые). Следует отметить, что осенние миграции проходят в более длительный период (август-ноябрь), тогда как весенние миграции всегда более сжаты по срокам (март-апрель). Синантропных видов, т.е. приспособленных к совместному существованию с человеком насчитывается 10 видов (сизый голубь, удод, деревенская ласточка, обыкновенный скворец, домовой и полевой воробы и др.).



Следует выделить группу птиц, регулярно встречающихся летом, но чье гнездование не подтверждается находками гнезд или нелетных птенцов — 35 видов (15,6%). Это, в основном, кулики и мелкие воробы (мородунка, перевозчик, фифи, черныш, порученик, кулик-воробей, краснозобик, горная трясогузка, серая мухоловка, бледная бормотушка, обыкновенный ремез, розовый скворец и др.).

Зимуют в этих краях около 20 видов, некоторые из них (белая сова, солончаковый жаворонок, усадка, подорожник) встречаются здесь только в зимнее время. К числу оседлых относятся сизый голубь, хохлатый жаворонок, домовой и полевой воробы.

Редкие виды пернатых внесенных в Красную Книгу Казахстана находятся на территории месторождения Ракушечное в период сезонных миграций и на гнездовании.

Плотность населения различных видов наземных позвоночных в летний период невелика и в среднем составляет до 150 особей на квадратный километр. Плотность населения птиц, среди которых в наземных ценозах доминируют жаворонки и каменки составляет 90 особей на квадратный километр. Плотность пресмыкающихся доходит до 30 особей на 1 км, среди которых многочисленны ящерицы (степная агама и круглоголовка).

**Ихтиофауна.** Видовой состав ихтиофауны Каспийского моря, по сравнению с другими внутренними морями, не отличается большим видовым разнообразием. По числу видов рыб каспийское море заметно уступает им. Здесь обитает 62 (без речных) вида рыб. В тоже время видовая бедность каспийской ихтиофауны в значительной степени компенсируется большим количеством отдельных видов и форм. Такая особенность характерна для экосистемы, достаточно долго развивающейся в условиях изолированности, где среда обитания отдельных и определенных групп биоценозов, заметно отличаются от жизненных условий в других водоемах. Поэтому и численность таких рыб, как осетровые и другие промысловые рыбы Каспия, достигает миллионов и миллиардов особей.

По числу видов и подвидов преобладают представители семейств карповых, бычковых и сельдевых, дающих 75% ихтиофауны Каспия. Обширна группа реликтовых рыб, которые приспособились к условиям обитания в слабосоленой каспийской воде.

В приусտевых зонах рек Волги и Урала, благодаря образованию буферной зоны, обеспечивается постепенная адаптация к изменению солености у молоди осетровых и проходной сельди, скатывающейся из реки в море, и взрослых особей, мигрирующих на нерест в реки из моря.

Ихтиофауна Каспийского моря характеризуется преобладанием эндемиков. Преобладание в составе ихтиофауны эндемичных форм, относящихся к семействам бычковых и сельдевых, свидетельствует об интенсивном видообразовании среди этих рыб.



Наиболее полно в Каспийском море сохранилась морская реликтовая фауна. Она представлена килькой и сельдью. Преобладание этой фауны связывают с ее изолированностью от Мирового океана и невозможностью обновления видового состава.

Морских промысловых рыб в Каспии очень мало. Это три вида килек, большеглазый и каспийский пузанки, долгинская сельдь и два вида кефали, переселенных из Черного моря.

Морские рыбы из семейства сельдевых – чрезвычайно интересные объекты научных исследований и одновременно важные промысловые виды.

Собственно сельди представляют широко распространенный род *Alosa*, виды которого обитают на только в Каспии, но и в северной части Атлантического океана, Средиземном, Черном, Балтийской морях и впадающих в них реках. Кильки, правильнее тюльки относятся к понто-каспийскому роду *Clupeonella*.

Если рассматривать каспийских сельдевых в целом, то среди всех рыб Каспия по величине ихтиомассы они занимают первое место. Если же давать количественную оценку по родам (отдельно сельдям и килькам), то выясняется, что и первые и вторые сейчас также весьма многочисленны.

Два вида килек – анчоусовидная и большеглазая – являются эндемиками и нигде, кроме Каспийского моря, не встречаются. Род *Alosa* делится на три вида, причем все они – большеглазый и круглоголовый пузанки и куринская полосчатая сельдь – также эндемичны, и потому их уничтожение приведет к потере генофонда мировой ихтиофауны. Ареал сельдевых – весь Каспий, кроме залива Кара-Богаз-Гол. Но в некоторых частях моря они появляются на некоторое время, в период размножения, в других держатся сравнительно долго.

Проходные рыбы до наступления половой зрелости живут в море, а для размножения мигрируют в реки, обычно на большие расстояния от устья. Среди проходных рыб наибольшую ценность представляют три вида осетровых из семейства *Acipenseridae*: русский осетр, белуга и севрюга. В последние годы все чаще в водах Северного Каспия встречается молодь персидского осетра.

Северный Каспий играет большую роль в жизнедеятельности осетровых: для белуги – это нагульная акватория, где концентрируются полупроходные виды рыб – объекты ее питания; для севрюги – основные места обитания во все сезоны года, общая площадь распространения которой в зависимости от сезона года колеблется от 10,3 до 16,0 тыс.км<sup>2</sup>.

Весьма существенна связь рыб с биотической средой в процессе питания. Поэтому предполагают, что продукция осетра и севрюги в прошлом формировалась за счет автохтонного реликтового бентоса.

Большая роль в питании молоди рыб и мелких видов, имеющих промысловое значение (кильки, сельди и др.) принадлежит низшим ракообразным, особенно конеподе и кладоцере. Характерно в этом отношении формирование биомассы килек, которое создается исключительно за счет двух видов планктонных раков – *Eurytemora grimmi* и *Halicyclops sarsi*.

Значительная часть пищи каспийских рыб состоит из высших ракообразных. В этом отношении важное значение имеют бентические и нектобентонические бокоплавы (*Amphipoda*) и мизиды (*Mysidacea*).

Характерной особенностью питания каспийских рыб является их хищничество. Однако в зависимости от возраста оно выражено в разной степени. Рыбы питаются и планктонными организмами.

### ***2.10.1 Редкие и исчезающие виды фауны***

Биоценозы пустынь, ввиду своей неустойчивости и зависимости от изменений природных процессов, нуждаются в особой охране.

Из редких и исчезающих видов, занесенных в Красную Книгу Республики Казахстан, на рассматриваемой территории можно встретить следующих представителей.

**Насекомые.** В районе встречается 10 видов насекомых, занесенных в Красную Книгу Республики Казахстан, в том числе стрекоза – дозорщик-император, богомол – боливария короткопалая, сколия степная, дыбка степная, темнокрылый кузнецик и др.

**Пресмыкающиеся.** Из редких, занесенных в Красную Книгу (отряд чешуйчатые), на территории месторождения и сопредельных районах встречаются: четырехполосый полоз; гюрза; серый варан; пестрая круглоголовка. Численность составляет до одной особи на один гектар.

**Птицы.** В районе месторождения и сопредельных участках пустынь, а также на территориях, сопряженных с побережьем Каспийского моря встречаются, по крайней мере, 24 вида редких и находящихся под угрозой исчезновения птиц. По характеру пребывания их можно разделить на две группы - гнездящиеся и встречающиеся только на пролете, кочевке и зимовке. К первой группе относятся: джек; чернобрюхий рябок; степной орел; серый жаворон; саджа.

На пролете и кочевках возможны встречи 16 видов, основная масса которых (12 видов) связаны с побережьем Каспия, в том числе: розовый и кудрявый пеликан, желтая, малая цапля, тонкоклювый зуек, белохвостая пигалица, орлан-белохвост.



В наземных ценозах возможны встречи 4-х видов пролетных птиц: дрофа, стрепет, стрек, журавль-красавка.

**Млекопитающие.** В районе рассматриваемых участков обитают 6 видов млекопитающих, занесенных в Красную Книгу, в том числе: длинноиглый еж; перевязка.



### **3 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАЙОНЕ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ**

#### **3.1 Характеристика современного состояния воздушной среды**

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на рассматриваемой территории используются данные инструментальных исследований загрязнения атмосферного воздуха, проведенных специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов должны быть выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан.

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Ракушечное в 2020-2021 гг., мониторинговые экологические исследования окружающей среды непосредственно на месторождении не осуществлялись.

#### **3.2 Характеристика современного состояния поверхностных вод**

Южная часть контрактной территории (геологический отвод) ТОО «CaspiOilGas» расположена у границы акватории Каспийского моря.

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Ракушечное в 2020-2021 гг., мониторинговые экологические исследования окружающей среды непосредственно на месторождении не осуществлялись.

Для характеристики современного состояния поверхностных вод использованы данные Департамента экологического мониторинга Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК РГП «Казгидромет», представленные в «Информационном бюллетене о состоянии окружающей среды по Мангистауской области за июнь 2021 года» (выпуск № 7).

Мониторинг качества морской воды на территории Мангистауской области проводится на следующих 24 точках: прибрежные станции г.Актау в 4 контрольных точках, район порта (2 точки), Форт-Шевченко (1 точка), Фетисово (1 точка), Каламкас (1 точка), район дамбы (3 точки), район п. Курык (3 точки), Западный Бузачи (1 точка), Шакпак-Ата (1 точка), Канга (1 точка), Кызылозен (1 точка), Саура (1 точка), Некрополь Калын-Арбат (1 точка), Кызылкум (1 точка), Северный Кендерли (1 точка), Южный Кендерли (1 точка), месторождения Каражанбас (1 точка), Арман (1 точка).



Гидрохимическое наблюдение ведется по 28 показателям: визуальные наблюдения, температура воды, водородный показатель, растворенный кислород, БПК<sub>5</sub>, ХПК, главные ионы солевого состава, биогенные и органические вещества, тяжелые металлы.

Результаты качества поверхностных вод Каспийского моря на территории Мангистауской области за июнь 2021 года представлены в таблице 3.2.1.

**Таблица 3.2.1 – Результаты качества поверхностных вод Каспийского моря на территории Мангистауской области**

N	Наименование ингредиентов	Единицы измерения	Средний Каспий, июнь 2021 года
1	Визуальные наблюдения	-	Вода без посторонних предметов, без пузырьков, без окрасок и пены, отмечалось небольшое присутствие мути
2	Температура	°C	18,137
3	Водородный показатель	-	7,194
4	Растворенный кислород	мг/дм <sup>3</sup>	6,514
5	Взвешенные вещества	мг/дм <sup>3</sup>	18,899
6	БПК <sub>5</sub>	мг/дм <sup>3</sup>	1,727
7	ХПК	мг/дм <sup>3</sup>	19,896
8	Гидрокарбонаты	мг/дм <sup>3</sup>	179,904
9	Минерализация	мг/дм <sup>3</sup>	12501,322
10	Натрий	мг/дм <sup>3</sup>	2542,148
11	Калий	мг/дм <sup>3</sup>	110,222
12	Сухой остаток	мг/дм <sup>3</sup>	14581,334
13	Кальций	мг/дм <sup>3</sup>	441,852
14	Магний	мг/дм <sup>3</sup>	764,296
15	Сульфаты	мг/дм <sup>3</sup>	2892,941
16	Хлориды	мг/дм <sup>3</sup>	5738,98
17	Фосфаты	мг/дм <sup>3</sup>	0,131
18	Фосфор общий	мг/дм <sup>3</sup>	0,007
19	Азот нитритный	мг/дм <sup>3</sup>	0,022
20	Азот нитратный	мг/дм <sup>3</sup>	1,613
21	Железо общее	мг/дм <sup>3</sup>	0,099
22	Аммоний солевой	мг/дм <sup>3</sup>	0,249
23	Свинец	мг/дм <sup>3</sup>	0,0079
24	Медь	мг/дм <sup>3</sup>	0,0829
25	Цинк	мг/дм <sup>3</sup>	0,098
26	АПАВ/СПАВ	мг/дм <sup>3</sup>	0,021
27	Фенолы	мг/дм <sup>3</sup>	0,0009
28	Нефтепродукты	мг/дм <sup>3</sup>	0,037

Таким образом, по результатам мониторинга качества морской воды можно отметить, что на Среднем Каспии температура воды в июне 2021 года находилась в пределах 19,4-21,6 °C, величина водородного показателя морской воды – 7,194, содержание растворенного кислорода – 6,514 мг/дм<sup>3</sup>, БПК<sub>5</sub> – 1,727 мг/дм<sup>3</sup>, ХПК - 19,896 мг/дм<sup>3</sup>, взвешенные вещества – 18,899 мг/дм<sup>3</sup>, минерализация - 12501,322 мг/дм<sup>3</sup>.

Воздействие на качество близлежащих водных ресурсов при эксплуатации месторождения Ракушечное можно оценить как незначительное, не влекущее за собой изменение гидрологического режима или загрязнения морской воды, т.к. в прибрежном



районе расположения объектов не имеется добывающих скважин в эксплуатации. Вероятность загрязнения вод моря за счет сброса (намеренного или непреднамеренного) при соблюдении всех природоохранных мероприятий мала.

### **3.3 Характеристика состояния донных отложений**

В процессе самоочищения морской среды значительная роль принадлежит донным отложениям, которые, адсорбируя углеводороды и другие загрязняющие вещества, с одной стороны, ведут к уменьшению их содержания в воде, а с другой – могут служить, при определенных условиях, источником повторного загрязнения воды. Углеводороды в результате адсорбции на взвешенных частицах осаждаются на дно, причем не всегда они остаются на поверхности донных отложений. Сложные физические, химические и биологические процессы, происходящие на поверхности раздела вода – донные отложения или вблизи него, могут изменять физическое и химическое состояние углеводородов. Кроме того, связанные с взвешенными частицами углеводороды под воздействием гидрометеорологических факторов могут вновь перейти в толщу воды и возвратиться в повторный цикл.

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Ракушечное в 2020-2021 гг., мониторинговые экологические исследования окружающей среды непосредственно на месторождении не осуществлялись.

Ближайшим населенным пунктом к месторождению Ракушечное является поселок Курык, расположенный на расстоянии в 40 км от месторождения, поэтому в настоящем разделе представлена информация о качестве донных отложений в районе п. Курык.

Для характеристики современного состояния донных отложений использованы данные Департамента экологического мониторинга Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК РГП «Казгидромет», представленные в «Информационном бюллетене о состоянии окружающей среды РК за 2020 год» (выпуск № 03 (29)).

Пробы донных отложений Каспийского моря отобраны в 2020 году на прибрежных станциях (Форт–Шевченко, Фетисово, Каламкас, Кара Богаз), месторождениях (Каражанбас, Арман), Западный Бузачи, Шакпак-Ата, Канга, Кызылозен, Саура, Некрополь Калын-Арбат, Кызылкум, Северный Кендерли, Южный Кендерли, г.Актау (4 точки), маяк Адамтас (3 точки), район дамбы (3 точки), район п. Курык (3 точки).

Анализировалось содержание нефтепродуктов и металлов (медь, никель, хром, марганец, свинец и цинк).



По результатам мониторинга качества донных отложений в 2020 году в районе п. Курык в пробах донных отложений моря содержание марганца находилось в пределах 1-1,6 мг/кг, хрома – 0,029-0,06 мг/кг, нефтепродуктов – 0,024-0,03%, цинка – 0,3-1 мг/кг, никеля 1,1-1,6мг/кг, свинца - 0,007-0,01 мг/кг и меди – 1,1-1,5мг/кг.

Измерения проводились унифицированным методом, внесенным в перечень аттестованных методик определения компонентов, на аттестованных современных приборах лаборатории.

Изменения в содержании определяемых компонентов в донных отложениях могут быть следствием сезонных колебаний, воздействием климатических условий (фильтрацией атмосферных осадков), региональных геологических и гидрогеологических условий или других случайных факторов.

### **3.4 Характеристика современного состояния подземных вод**

Мониторинг состояния подземных вод является элементом производственного мониторинга и составной частью производственного экологического мониторинга, осуществляющегося для наблюдения за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием хозяйственной деятельности, с целью получения достоверной информации о воздействии на окружающую среду, оценки эффективности выполняемых мероприятий по охране окружающей среды, прогноза последствий воздействия на окружающую среду.

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Ракушечное в 2020-2021 гг., мониторинговые экологические исследования окружающей среды непосредственно на месторождении не осуществлялись.

Качество подземных вод определяется двумя группами факторов: геологическими и антропогенными. Первая группа включает физико-химические условия формирования водоносных горизонтов, их состав и степень защищенности перекрывающими глинистыми экранами от поверхностных загрязнений. Вторая группа связана с наличием внешних источников загрязнения и условиями хозяйственной деятельности.

Поскольку состав подземных вод непостоянен и зависит от целого ряда важных факторов, таких как происхождение, степень и характер водообмена и взаимодействия с горными породами, по которым они протекают, с целью получения сведений по сезонной и межгодовой динамике основных анализируемых химических параметров необходимо проведение регулярного мониторинга соответствующего направления. Это позволит дать наиболее полную и объективную оценку качества воды наблюдаемых объектов, влияния на окружающую среду и его последствий.



При обследовании территории месторождения Ракушечное, основное внимание необходимо уделять фонду нефтедобывающих скважин на предмет утечек нефти из запорной арматуры, выкидным линиям от скважин к сборным пунктам и нефтепроводам, старым и вновь возникшим очагам загрязнения нефтью.

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

### **3.5 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения**

В рамках Программы производственного экологического контроля радиационный мониторинг окружающей среды предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении ее отдельных параметров (возможные аварии в пределах промышленной площадки, СЗЗ и зоны влияния, изменение количества и состава выбросов, появление новых источников загрязнения и.т.п.).

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Ракушечное в 2020-2021 гг., мониторинговые экологические исследования окружающей среды непосредственно на месторождении не осуществлялись.

Для характеристики радиационной обстановки использованы данные Департамента экологического мониторинга Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК РГП «Казгидромет», представленные в «Информационном бюллетене о состоянии окружающей среды по Мангистауской области за июнь 2021 года» (выпуск № 7).

Наблюдения за уровнем гамма-излучения по Мангистауской области на местности в июне 2021 года осуществлялись ежедневно на 4-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен, Бейнеу), хвостохранилище Кошкар-Ата и на 2-х автоматических постах наблюдений за загрязнением атмосферного воздуха г. Жанаозен, (ПНЗ№1; ПНЗ№2). Средние значения радиационного гамма-фона приземного слоя атмосферы по населенным пунктам области находились в пределах 0,08-0,16 мкЗв/ч. *В среднем по области радиационный гамма-фон составил 0,11 мкЗв/ч и находился в допустимых пределах.*

Наблюдения за радиоактивным загрязнением приземного слоя атмосферы на территории Мангистауской области в июне 2021 года осуществлялись на 3-х метеорологических станциях (Актау, Форт-Шевченко, Жанаозен) путем отбора проб воздуха горизонтальными планшетами. На станциях проводился пятисуточный отбор проб. Среднесуточная плотность радиоактивных выпадений в приземном слое атмосферы на



территории области колебалась в пределах 0,9-2,1 Бк/м<sup>2</sup>. Средняя величина плотности выпадений по области составила 1,6 Бк/м<sup>2</sup>, что не превышает предельно-допустимый уровень.

В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам.

### **3.6 Современное состояние почвенного покрова**

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на рассматриваемой территории используются данные инструментальных исследований загрязнения почвогрунтов, проведенных специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов должны быть выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан.

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Ракушечное в 2020-2021 гг., мониторинговые экологические исследования окружающей среды непосредственно на месторождении не осуществлялись.

Ближайшими населенными пунктами являются поселок Курык, расположенный на расстоянии в 40 км от месторождения и поселок Жетыбай, расположенный на расстоянии 60 км от месторождения, поэтому в настоящем разделе представлена информация о состоянии загрязнения почв тяжелыми металлами за весенний и осенний периоды 2020 года в поселке Жетыбай.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова использованы данные Департамента экологического мониторинга Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК РГП «Казгидромет», представленные в «Информационном бюллетене о состоянии окружающей среды РК за 2020 год» (выпуск № 03 (29)).

По результатам мониторинга состояния загрязнения почв тяжелыми металлами *за весенний период 2020 года* в пробах почв, отобранных в поселках Умирзак, **Жетыбай**, Акшукур, концентрации примесей составили: свинца - 0,002 – 0,052 мг/кг, кадмия -0,02 – 0,033 мг/кг, меди – 0,7 – 1,1 мг/кг, хрома - 0,011 – 0,035 мг/кг, и цинка -0,3 - 0,5 мг/кг.

*За осенний период 2020 года* в пробах почв, отобранных в поселках Умирзак, **Жетыбай**, Акшукур, концентрации примесей составили: свинца - 0,002 – 0,005 мг/кг,



кадмия - 0,01 – 0,033 мг/кг, меди – 0,5-1,3 мг/кг, хрома - 0,015 – 0,033 мг/кг, и цинка - 0,2 - 0,4 мг/кг.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями: «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву», утвержденные совместным приказом Министра охраны окружающей среды РК от 27.01.2004 № 21-п и Министра здравоохранения РК от 30.01.2004 № 99 и с Гигиеническими Нормативами к безопасности окружающей среды (почве) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 25 июня 2015 года № 452.

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв в поселке Жетыбай в 2020 году, содержание всех определяемых тяжелых металлов в пробах почв не превышали ПДК.



## 4 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ СФЕРА И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

### 4.1 Социально-экономические условия

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики. Социально-экономическая структура Мангистауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях. Дефицит плодородных земельных ресурсов в области и современное поднятие уровня Каспийского моря обуславливает специфику развития социальной сферы и характер расселения населения. Наличие природных и трудовых ресурсов обуславливает развитие экономики региона.

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км<sup>2</sup>, что составляет 6,1% от общей месторождения территории Казахстана. В области расположены 3 города, 4 сельских района, 8 поселков и 28 аульных и сельских округов. Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2413 км.

**Каракиянский район** (до 1993 года носил название Ералиевский) – район на юге Мангистауской области. Административный центр – поселок Курый. Западная часть Каракиянского района омывается Каспийским морем. На территории района находится впадина Карагие, которая ниже уровня моря (-132 м). На территории Каракиянского района так же расположена подземная мечеть Бекет ата, которая находится в местности Огланды, в 95 км северо-восточнее села Сенек.

В состав района входят: Курыйский сельский округ, Бостанский сельский округ, Куландинский сельский округ, Сенекский сельский округ, Жетыбайская поселковая администрация и Мунайшинская поселковая администрация. Общая площадь района 6 429 700 га. Во всех населенных пунктах работают школы, детские сады и дома культуры.



#### **4.2 Социально – экономическое положение Мангистауской области**

**Промышленность.** Объем производства промышленной продукции за январь-апрель 2021 года составил 802,8 млрд. тенге. Индекс физического объема – 92,8% к соответствующему периоду 2020 года. Снижение отмечается в сферах горнодобывающей промышленности на 9,5% (объем 701,8 млрд. тенге).

**Сельское хозяйство.** Объем валовой продукции сельского хозяйства за январь-апрель 2021 года составил 4039,1 млн.тенге. Индекс физического объема – 103% к соответствующему периоду 2020 года. Отмечается рост поголовья: КРС – на 3,1% (29,6 тыс. голов), лошадей – на 5,1% (123,7 тыс. голов), верблюдов – на 3,4% (85,7 тыс. голов).

**Малое и среднее предпринимательство.** Количество активных субъектов в сфере малого и среднего предпринимательства за январь-апрель 2021 года составило 52,9 тыс. единиц или 100,8% к соответствующему периоду 2020 года.

**Инвестиции в основной капитал** составили 166,5 млрд. тенге или 118,8% к соответствующему периоду 2020 года.

В 2020 году в области реализовано 11 инвестиционных проектов на 99,2 млрд. тенге, с созданием 926 новых рабочих мест.

В 2021 году запланирована реализация в различных отраслях экономики 21 проекта на общую сумму 288,9 млрд. тенге с созданием более 2700 новых рабочих мест. В том числе в сфере обрабатывающей промышленности ожидается реализация 8 проектов стоимостью 21,7 млрд. тенге с созданием 275 рабочих мест.

**Розничный и оптовый товарооборот.** За январь-апрель 2021 года общий объем розничного товарооборота по всем каналам реализации в фактических ценах составил 59552 млн. тенге и по сравнению с соответствующим периодом 2020 года в сопоставимых ценах увеличился на 9,7%.

Объем розничного товарооборота торгующих предприятий и организаций за январь-апрель 2021г. составил 54559,2 млн. тенге, что в сопоставимых ценах выше аналогичного периода 2020 г. на 18,9%.

Через сеть оптовой торговли за январь-апрель 2021г. продано потребительских товаров и продукции производственно-технического назначения на сумму 58672,7 млн. тенге, что по сравнению с соответствующим периодом 2020 г. в сопоставимых ценах ниже на 3,1%. Общий объем реализации товаров за январь-апрель 2021 года представлен в таблице ниже.



	Оптовая торговля		Розничная торговля	
	млн. тенге	удельный вес, в %	млн. тенге	удельный вес, в %
<b>Всего</b>	<b>58672,7</b>	<b>100,0</b>	<b>59552,0</b>	<b>100,0</b>
продовольственные товары	7718,8	13,2	13780,3	23,1
непродовольственные товары	50953,9	86,8	45771,7	76,9

**Объем строительных работ** составил 42,9 млрд. тенге или 105,6% к соответствующему периоду 2020 года.

**Индекс потребительских цен и тарифов** в апреле 2021 года текущего года составил 103,6% к декабрю 2020 года (РК – 102,7%), в т.ч.: на продовольственные товары – 104,8% (РК – 104,1%), непродовольственные товары – 103,4% (РК – 102,5%), платные услуги – 102,2% (РК – 101,3%).

**Налоги и бюджет.** В государственный бюджет (без учета Нацфонда) за январь-апрель 2021 года поступило 115,7 млрд. тенге налогов и обязательных платежей, в т.ч. в республиканский бюджет – 53,9 млрд. тенге, в местный бюджет – 61,8 млрд. тенге.

**Занятость и социальная защита.** Уровень безработицы за январь-март 2021 года составил – 4,9% (за январь-март 2020 года – 4,8%). Обеспечено занятостью 11243 человек, из них постоянными рабочими местами – 6819 человек, сезонными – 4424 человек.

Среднемесячная заработка плата на одного работника за январь-март 2021 года составила 344 329 тенге, что на 6,4% больше соответствующего периода 2020 года.

**Демографическая ситуация.** Естественный прирост населения области за январь-март 2021г. по сравнению с январем-мартом 2020г. (431 человек) увеличился на 10,4% и составил 4577 человек. Общий коэффициент естественного прироста на 1000 населения составил 25,43 человека.

В результате обработки сведений, содержащихся в записях актов гражданского состояния, представленных органами РАГС, число родившихся за январь-март 2021г. составило 5350 человек, что на 10,2% больше, чем за соответствующий период 2020 г. (4856 человек). Общий коэффициент рождаемости на 1000 человек составил 29,72 родившихся.

В рассматриваемом периоде число умерших составило 773 человека, что на 8,9% больше, чем в январе-марте 2020 г. (710 человек). Общий коэффициент смертности составил 4,29 умерших на 1000 человек.

За январь-февраль 2021г. в области зарегистрировано 59 умерших младенцев в возрасте до 1 года и по сравнению с соответствующим периодом 2020 г. (37 умерших младенцев) увеличилось на 59,5%. Коэффициент младенческой смертности составил 11,03 случаев на 1000 родившихся.



**Миграция населения.** В результате обработки сведений, предоставленных органами миграционной службы, в январе-марте 2021 г. по сравнению с январем-мартом 2020 г. число прибывших в область уменьшилось на 30,8%, число выбывших из области уменьшилось на 26,7%. Основной миграционный обмен по внешней миграции области происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ составила 92,8%, выбывших - 94% от общего числа мигрантов. Численность мигрантов, переезжающих в пределах страны уменьшилась на 27%. По межрегиональным перемещениям положительное сальдо миграции населения сложилось в 2-х городах и 3-х районах области: Актауской г.а. (146 человек), Жанаозенской г.а. (64 человека), Мунайлинском (129 человек), Тупкараганском (14 человек) и Мангистауском (3 человека) районах.

### **Социальная сфера**

#### **Здравоохранение**

В 2021 году на финансирование системы здравоохранения предусмотрено 6,8 млрд. тенге, в том числе на развитие объектов здравоохранения из местного и республиканского бюджета направлено 65,9 млн. тенге, на материально-техническое оснащение объектов здравоохранения 1418,3 млн. тенге.

#### **Образование**

В 2021 году на финансирование системы образования предусмотрено 115,3 млрд. тенге, в том числе на развитие объектов образования направлено 1090,1 млн.тенге, на укрепление материально-технической базы – 1814,0 млн.тенге.

### **4.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона**

В марте 2020 года на территории республики Казахстан были зарегистрированы первые случаи коронавирусной инфекции COVID-19.

По официальной статистике на 01.01.2021г. Казахстан находится на 57-м месте среди стран по количеству заболевших людей.

По данным межведомственной комиссии (МВК), по состоянию на 01.01.2021г., в Казахстане число подтвержденных случаев заражения COVID-19 в стране составило 155473 случаев. С начала пандемии от COVID-19 выздоровели 143075 человек. На 1 января 2021 года лечение от КВИ продолжают получать 22275 человек, из них в стационарах находится 4774 пациента, на амбулаторном уровне – 17501 пациент, в тяжелом состоянии находилось 265 пациентов.

Для предотвращения распространения заболевания с 16 марта до 11 мая 2020 года в РК был введен режим ЧП.



После снятия режима ЧП были введены карантинные меры, которые действуют по настоящее время.

В настоящее время тестирование проводится по эпидемиологическим показаниям, с профилактической целью и в рамках эпиднадзора. Согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача лабораторному обследованию подлежат:

- ✓ больные и вирусоносители;
- ✓ больные ОРВИ, гриппом, пневмониями;
- ✓ лица, контактные с больными;
- ✓ лица, госпитализируемые в стационары и медико-социальные учреждения;
- ✓ медработники;
- ✓ призывники.

В целях реализации поручения Главы государства на территории Мангистауской области с 3 февраля 2021 года начата вакцинация против коронавирусной инфекции с использованием вакцины Гам-КОВИД-Вак ("Спутник V") российского производства. Для проведения вакцинации против коронавирусной инфекции на территории области функционируют 21 прививочных пункта. По состоянию на 26.06.2021 г. в Мангистауской области против коронавирусной инфекции 1 компонентом вакцинировано 55156 человек, 2 компонентом - 32158 человек.

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости, за исключением коронавирусной инфекции, в целом по Мангистауской области остается стабильной.

Заболеваемость туберкулезом составила 13,5 в январе-марте 2020 года. Не зарегистрировано случаев чумы, холеры, сибирской язвы, туляремии, бешенства, Конго-Крымской геморрагической лихорадки.

*В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:*

- ✓ носить маски и перчатки, мыть руки;
- ✓ соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- ✓ избегать посещения мест массового скопления;
- ✓ не здороваться, не обниматься при встрече;
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;



- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

#### **4.4 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры Особо охраняемые природные территории**

На территории Мангистауской области находятся 9 особо охраняемых природных территорий (ООПТ): 1 государственный региональный природный парк, 1 государственный природный заповедник, 2 государственных природных заказника, 4 государственные заповедные зоны и 1 экспериментальный ботанический сад.

На территории Каракиянского района Мангистауской области расположены:

**Устюртский государственный заповедник** расположен на одноименном плато, в Каракиянском районе, к востоку от береговой зоны, у которой находится исследуемый участок работ. Организован в 1984 г., территория составляет 223 тыс. га. Здесь обитают 45 видов млекопитающих. В Красную книгу, помимо устюртского муфлона, занесены джейран, длинноиглый еж, пегий путорак, трехпалый карликовый тушканчик.

**Карагие-Каракольский государственный (зоологический) заказник республиканского значения.** Заказник основан в 1986 году. Общая площадь заповедника 137,5 тыс. га. Карагие-Каракольский государственный зоологический заказник расположен в 10 километрах от г. Актау. Охраняемые объекты - устюртский муфлон и джейран, а на оз. Караколь - места гнездования птиц водно-болотного комплекса и зимовок лебедей и уток. Объектами охраны являются: фламинго, стрепет, чернобрюхий рябок, длинноиглый еж, муфлон, джейран, каракалпакский барханный кот. В 50 км от Актау в восточной части Мангышлакского плато расположена одна из самых глубоких мировых впадин - впадина Карагие - обширная геологическая структура. Она находится на 132 м ниже уровня Мирового океана. Протяженность 60 км, ширина 30 км. Самая низкая точка – дно сухого соленого озера (сор Батыр) – 132 м. Третья впадина по глубине в мире. Южная часть впадины относится к территории Карагие-аракольского заказника, который также охраняет озеро Караколь. Имеются небольшие соленые родники. Место обитания горного барана.

**Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона** - организована Постановлением Правительства РК от 25 марта 2001 г. №382 "Об организации государственных заповедных зон республиканского значения" площадью 1 231 000 га на территории Каракиянского района Мангистауской области, Постановлением Правительства РК от 14 сентября 2010 г. №942 "Об уменьшении территории Кендырли-Каясанской государственной заповедной зоны республиканского значения" на 710 га.

Цель создания - Сохранение среды обитания и естественного воспроизведения дрофы-красотки (*Chlamydotis undulata*) и сокола-балобана (*Falco cherrug*).

*Территория месторождения Ракушечное не затрагивает особо охраняемые природные территории.*

### **Памятники истории и культуры**

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

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

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

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

*Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Ракушечное не выявлены.*



## 5 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

### 5.1 Цели, задачи и сроки продления пробной эксплуатации

В 2019 году был составлен «Проект пробной эксплуатации продуктивного верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное» (Протокол ЦКРР №14/8 от 03-04.10.2019 г.). Согласно протоколу были утверждены проектные показатели на 3 года (с июля 2019 г. по июнь 2021 г. включительно). В ППЭ 2019 г. предусматривался ввод в пробную эксплуатацию ранее пробуренных скважин 206, 230, изучение эффективных способов эксплуатации скважин и оптимальных технологических режимов, уточнение параметров коллекторов и флюидов, необходимых для подсчета геологических запасов нефти, в т.ч. перевод запасов категории С<sub>3</sub> в более высокие категории.

Проект пробной эксплуатации по ряду объективных причин не был реализован и горизонт J<sub>3</sub>охА в пробную эксплуатацию не вступал.

В 2021 г. был выполнен «Оперативный подсчет запасов нефтяного горизонта Ю-IV месторождения Ракушечное» (Протокол ГКЗ РК №2312-21-11 от 25.05.2021 г.).

Цель работы – составление Дополнения к Проекту пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта J<sub>3</sub>охА (I объект) для перенесения сроков выполнения ранее утвержденных в ПЭ работ, уточнения их объемов и сроков, а также подключения к пробной эксплуатации 2-го объекта – горизонта Ю-IV на период с 2022 г. по 2024 г.

В процессе пробной эксплуатации должны быть решены следующие задачи:

1. Уточнение параметров коллекторов и флюидов, необходимых для выполнения полноценного подсчета геологических запасов нефти с ТЭО КИН, в том числе и перевода запасов категории С<sub>2</sub> и С<sub>3</sub> в более высокие категории.
2. Изучение режима работы продуктивных залежей, а также оценка потенциала упругой энергии пластовой системы.
3. Исследование продуктивных характеристик залежей по данным длительной эксплуатации скважин на различных режимах с оценкой влияния снижения Рзаб ниже Рнас на продуктивность скважин.
4. Уточнение продуктивности добывающих скважин и оптимальной депрессии на продуктивные пласти и определения минимально возможного Рзаб.
5. Оценка проблем, связанных с эксплуатацией скважин и добычей нефти и растворенного газа, возможных путей их предупреждения и решения.



6. Отработка вопросов сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти, а также переработки и утилизации газа.

7. Выполнение и защита Проекта разработки для нефтяных залежей месторождения Ракушечное.

Проведение пробной эксплуатации, в свою очередь, уменьшает технический и экономический риск проведения дальнейшей полномасштабной разработки месторождения.

Настоящее Дополнение к проекту составлено на основании документов «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа по продуктивным горизонтам в меловых и верхнеюрских отложениях месторождения Ракушечное Мангистауской области по состоянию на 02.01.2016 г.» и «Оперативный подсчет запасов нефтяного горизонта Ю-IV месторождения Ракушечное по состоянию на 02.01.2021 г.» с целью выполнения вышеперечисленных задач и с переносом сроков пробной эксплуатации с 30.06.2021 г. по 30.06.2024 г.

Для выполнения задач пробной эксплуатации в разведочных и добывающих скважинах планируется провести гидродинамические, геофизические и физико-химические исследования.

Пробную эксплуатацию месторождения планируется проводить двумя скважинами (206, 230) горизонта J<sub>3</sub>охА (I объект) и шестью скважинами (21, 115, 119, 122, 219, 220) горизонта Ю-IV, которые в настоящее время находятся в консервации (21, 115, 219, 220) и в простое (119, 122). Под нагнетание попутно добываемой воды предусмотрены две скважины горизонта Ю-IV, №23 и резервная скважина №108, которые также необходимо будет вывести из консервации.

Для доразведки месторождения планируется расконсервация и испытание ранее пробуренных 18 скважин (2, 3, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 20, 22, 26, 30, 31, 108, 118, 125, 229 и 2 RK) в зависимости от их технического состояния и от результатов ГИС. Скважины 9, 21, 23 и 108 в эксплуатацию на рассматриваемые горизонты J<sub>3</sub>охА и Ю-IV не вступали и находятся в консервации.

Для перевода в категорию запасов C<sub>1</sub> при положительном результате освоения и испытания скважин, произвести отбор проб пластовых флюидов в продуктивных скважинах в зоне категории C<sub>3</sub> и выполнить их исследование, при получении промышленных притоков провести гидродинамические исследования скважин.

Запланированные работы:



2021 г. – вывод из консервации и ввод в пробную эксплуатацию добывающих скважин: 206, 230 (горизонт J<sub>3</sub>охА) и 119, 122 (горизонт Ю-IV), проведение ГИС, ГДИС, отбор проб;

2022 г. - бурение новых скважин 231, 232 (горизонт J<sub>3</sub>охА) с отбором керна, исследования на образцах керна, вывод из консервации, ввод в пробную эксплуатацию и испытание скважин верхнеюорского горизонта (J<sub>3</sub>охА): 21, 115, 219, 220 (горизонт Ю-IV) и 8, 9, 11, 20, 108, 118, 125 (горизонт J<sub>3</sub>охА), проведение ГИС, ГДИС, отбор проб;

2023 г. – вывод из консервации и испытание скважин верхнеюорского горизонта (J<sub>3</sub>охА): 7, 10, 31, 2-РК и две нагнетательные скважины 23, 108 (Ю-IV горизонт); проведение ГИС, ГДИС, отбор проб;

2024 г. - вывод из консервации и испытание скважин верхнеюорского горизонта (J<sub>3</sub>охА): 2, 3, 12, 22, 26, 30, 229, проведение ГИС, ГДИС, отбор проб. Также в последний год ПЭ необходимо выполнить ПЗ с утверждением на ГКЗ РК, составить и защитить в ЦКРР РК Проект разработки на данные залежи месторождения.

## **5.2 Прогноз технологических показателей пробной эксплуатации (2022-2024 гг.)**

Согласно дополнению к Контракту №12 от 05 июня 2018 г. на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на Контрактной территории ТОО «CaspiOilGas», период разведки был продлен с 31.12.2019 до 31.12.2022 гг.

В данном отчете срок продления ПЭ рекомендуется на три года (2022-2024 гг.) с учетом объема планируемых работ и получения разрешения на дальнейшее продление периода разведки.

Для осуществления пробной эксплуатации двух горизонтов, J<sub>3</sub>охА и Ю-IV, планируется:

### **Горизонт J<sub>3</sub>охА:**

2021 г. – расконсервация и ввод в ПЭ 2-х скважин (206, 230);

2022 г. – расконсервация 7 скважин (8, 9, 11, 20, 108, 118, 125); во второй половине года бурение 2-х скважин (231, 232);

2023 г. – расконсервация 4 скважин (7, 10, 31, 2-РК);

01.07.2024 г. – расконсервация 7 скважин (2, 3, 12, 22, 26, 30, 229).

Поскольку все перечисленные выше скважины (кроме 206, 230) расположены на территории запасов категории C<sub>3</sub>, в период ПЭ возможно будет произвести только их испытания в течение 90 дней. Поэтому технологические расчеты проводились только на две скважины.



**Горизонт Ю-IV:**

2021 г. – расконсервация и ввод в ПЭ 2 скважин (119, 122);

2022 г. – расконсервация и ввод в ПЭ 4 скважин (21, 115, 219, 220).

Предусмотрена также расконсервация скважин 23, 223 и перевод 2-х скважин (23, 223) (108 резервная – зависит от результатов испытания на горизонт  $J_3oxA$ ) под нагнетание попутно добываемой воды.

В данной работе в таблицах 5.2.1-5.2.6 приведены характеристика основного фонда скважин и основные прогнозные показатели отдельно по горизонтам  $J_3oxA$  и Ю-IV и в целом по двум объектам ПЭ месторождения Ракушечное на рекомендуемый период реализации ДПЭ.

Расчеты производились на утвержденных запасах нефти, оцененных по промышленной категории  $C_1$ .

Расчеты производились индивидуально по каждой скважине с учетом фактических дебитов и обводненности, полученных при опробовании скважин. В расчетах предусмотрено ежемесячное падение дебита нефти скважин на 2 % и увеличение обводненности на 5 %.

Коэффициенты эксплуатации скважин в расчете заложены 0,7 д.ед., с учетом необходимости проведения большого объема исследовательских работ по скважинам.



**Таблица 5.2.1 – Месторождение Ракушечное. Горизонты J<sub>3</sub>охА + Ю-IV. Характеристика основного фонда скважин**

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт.		Ввод скважин в пробную эксплуатацию, из консервации, шт.	Перевод скв. в ППД из консервации	Эксплуатация, бурение, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв.		Приемистость нагн-х скважин, м <sup>3</sup> /сут по воде
	всего	добыв.				всего	действующих	всего	действующих	нефти, т/сут	жид-ти, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
сентябрь-декабрь 2021 г.	-	-	4	-	-	4	4	-	-	14,6	20,8	-
2022 г.	2*	2*	4	2	-	8	8	2	2	14,0	20,4	25,7
2023 г.	-	-	-	-	-	8	8	2	2	12,6	18,9	24,9
январь-июнь 2024 г.	-	-	-	-	-	8	8	2	2	11,8	18,1	25,1

\* - бурение двух оценочных скважин, не участвующих в ПЭ

**Таблица 5.2.2 – Месторождение Ракушечное. Горизонты J<sub>3</sub>охА + Ю-IV. Характеристика основных показателей ПЭ**

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Коэф. нефте-отд., %	Отбор от извлеч-емых запасов, %	Добыча жидкости, тыс.т		Обводн. нефти, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м <sup>3</sup>		Компен-сация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, тыс. м <sup>3</sup>		ГФ, м <sup>3</sup> /т
	годовая	накоп-ленная	началь-ных	текущих			годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
сентябрь-декабрь 2021 г.	5,0	54,0	0,7	0,8	2,60	8,00	7,1	70,2	30,0	-	-	-	985,6	12509,3	198,3
2022 г.	28,6	82,6	4,2	4,8	3,98	12,23	41,8	112,0	31,5	13,2	13,2	16,0	5669,8	18179,1	198,3
2023 г.	25,8	108,4	3,8	4,6	5,22	16,06	38,5	150,5	33,1	12,7	25,90	17,0	5112,6	23291,7	198,3
январь-июнь 2024 г.	12,0	120,3	1,8	2,2	5,80	17,83	18,3	18,3	34,7	6,36	32,26	18,1	2371,5	25663,3	198,3



**Таблица 5.2.3 – Месторождение Ракушечное. Горизонт J<sub>3oxA</sub>. Характеристика основного фонда скважин**

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт.		Ввод скважин в пробную эксплуатацию из консервации, шт	Эксплуатац. бурение, тыс. м	Фонд добывающих скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв.	
	всего	добыв.			всего	действующих	нефти, т/сут	жид-ти, т/сут
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>12</b>
сентябрь-декабрь 2021 г.			2	1,7	2	2	15,0	21,5
2022 г.	2*	2*	-	-	2	2	12,8	18,7
2023 г.	-	-	-	-	2	2	10,1	15,0
январь-июнь 2024 г.	-	-	-	-	2	2	8,4	12,8

\* - бурение двух оценочных скважин, не участвующих в ПЭ

**Таблица 5.2.4 – Месторождение Ракушечное. Горизонт J<sub>3oxA</sub>. Характеристика основных показателей ПЭ**

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Коэф. нефте-отд., %	Отбор от извлекаемых запасов, %	Добыча жидкости, тыс.т		Обвод. нефти, %	Добыча нефтяного газа, тыс. м <sup>3</sup>		ГФ, м <sup>3</sup> /т
	годовая	накоп-ленная	началь-ных	текущих			годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>
сентябрь-декабрь 2021 г.	2,6	3,5	1,4	1,4	0,64	1,84	3,7	6,4	30,0	509,2	732,9	198,3
2022 г.	6,6	10,1	3,5	3,7	1,86	5,32	9,6	16,0	31,5	1302,4	2035,3	198,3
2023 г.	5,1	15,2	2,7	3,0	2,81	8,04	7,7	23,6	33,1	1018,9	3054,3	198,3
январь-июнь 2024 г.	2,1	17,3	1,1	1,2	3,21	9,16	3,3	26,9	34,7	420,7	3474,9	198,3



**Таблица 5.2.5 – Месторождение Ракушечное. Горизонт Ю-IV. Характеристика основного фонда скважин**

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, шт		Дата ввода скважины в пробную эксплуатацию из консервации, шт.	Перевод скв. в ППД из консервации	Эксплуатаци. бурение, тыс.м	Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скважин на конец периода		Среднегодовой дебит на 1 скв.		Приемистость нагн-х скважин, м <sup>3</sup> /сут по воде
	всего	добыв.				всего	действующих	всего	действую- щих	нефти, т/сут	жид-ти, т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
сентябрь-декабрь 2021 г.	-	-	2	-	-	2	2	-	-	14,1	20,1	-
2022 г.	-	-	4	2	-	6	6	2	2	14,3	20,9	19,8
2023 г.	-	-	-	-	-	6	6	2	2	13,5	20,1	20,0
январь-июнь 2024 г.	-	-	-	-	-	6	6	2	2	12,9	19,8	20,7

**Таблица 5.2.6 – Месторождение Ракушечное. Горизонт Ю-IV. Характеристика основных показателей ПЭ**

Годы	Добыча нефти, тыс.т		Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Коэф. нефте-отд., %	Отбор от извлеч-емых запасов, %	Добыча жидкости, тыс.т		Обвод. нефти, %	Закачка рабочих агентов, тыс. м <sup>3</sup>		Компен-сация отбор. закачкой, %	Добыча нефтяного газа, тыс. м <sup>3</sup>		ГФ, м <sup>3</sup> /т
	годовая	накоп-ленная	началь-ных	текущих			годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная		годовая	накоп-ленная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
сентябрь-декабрь 2021 г.	2,4	50,5	0,5	0,6	3,29	10,39	3,4	63,8	30,0	-	-	-	476,4	11776,4	198,3
2022 г.	22,0	72,5	4,5	5,3	4,73	14,92	32,2	96,0	31,5	10,1	10,1	16,0	4367,4	16143,8	198,3
2023 г.	20,6	93,2	4,2	5,3	6,07	19,17	30,9	126,8	33,1	10,2	20,34	17,0	4093,7	20237,5	198,3
январь-июнь 2024 г.	9,8	103,0	2,0	2,6	6,71	21,20	15,1	141,9	34,7	5,24	25,57	18,1	1950,9	22188,4	198,3



### **5.3 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин**

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

На данный момент на месторождении Ракушечное эксплуатация нефтяных скважин приостановлена.

На этапе пробной эксплуатации была следующая технология: часть скважин, не охваченная обустроенной системой сбора, эксплуатировалась по следующей схеме: каждая скважина была обустроена индивидуальной печью подогрева (УН-0,2), сепаратором, накопительной емкостью, индивидуальным аварийным факелом, оснащенным дежурной горелкой. Учет добытой жидкости по каждой скважине велся отдельно, путем замера уровня взлива в тарированных буферных емкостях. Продукция каждой скважины вывозилась автотранспортом на УПН, где производилась дальнейшая подготовка продукции и доведение ее до товарного качества.

Часть скважин были подключены напрямую к установке подготовки нефти (УПН). Газожидкостная смесь из скважин поступала по выкидным линиям на УПН в блок входного манифольда, далее в двухфазный сепаратор НГС, где осуществлялась дегазация нефти. Жидкая фаза после НГС поступала в печь подогрева ПП-0,63. Подогретый поток поступал в накопительные емкости и далее откачивался через стояки налива нефти в автоцистерны для сдачи потребителю.

Выделившийся газ с НГС отводился в газосепаратор, где производилась очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. После газосепаратора очищенный газ использовался на собственные нужды - в качестве топлива в печах подогрева и газопоршневой станции АГП-200С-Т400-1Р для выработки электроэнергии. Скопившийся конденсат из газосепаратора отводится в дренажную емкость. УПН оснащен аварийным факелом с дежурной горелкой.

В данном отчете рассматривается срок продления ПЭ на три года (2022-2024 гг.), для осуществления пробной эксплуатации двух горизонтов J<sub>3</sub>охA и Ю-IV планируется расконсервация и бурение скважин.

При проектировании системы сбора продукции новых скважин необходимо выполнение следующих рекомендаций:



- каждая скважина от устья до объекта подготовки должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности по скважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающей при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

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

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

Для закачки воды в пласт для поддержания пластового давления необходимо предусмотреть строительство площадки подготовки сточной воды для закачки, нагнетательной системы, БКНС.

В объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, энергоснабжения.

Производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рассматриваемого периода.

#### **5.4 Программа утилизации газа**

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями, приказами Правительства РК.

Согласно статье 146 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI ЗРК от 27.12.2017 г., при пробной эксплуатации месторождения сжигание сырого газа допускается



по разрешению уполномоченного органа в области углеводородов при условии соблюдения недропользователем проектных документов и программы развития переработки сырого газа.

В период пробной эксплуатации недропользователем месторождения Ракушечное попутный газ использовался на собственные нужды - в качестве топлива в печах подогрева УН-0,2, ПП-0,63 и газопоршневой станции АГП-200С-Т400-1Р для выработки электроэнергии, практически в полном объеме его добычи.

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. месторождения Ракушечное должны быть представлены в рамках отдельного документа - в Программе развития переработки сырого газа, разработанного в соответствии с утвержденными технологическими показателями пробной эксплуатации. Расчеты неизбежно сжигаемого газа выполняются в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 года и предоставляются в Программе развития переработки сырого газа. В Программе развития переработки сырого газа приводится детальный расчет объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа и далее данная Программа развития переработки сырого газа рассматривается и утверждается на заседании Рабочей группы МЭМР РК.

Ориентировочный баланс газа на месторождении Ракушечное на период пробной эксплуатации представлен в таблице 5.4.1.

**Таблица 5.4.1 – Ориентировочный баланс газа на месторождении Ракушечное**

Годы	Добыча газа*, м <sup>3</sup>	На собственные нужды, м <sup>3</sup>			Сжигание газа на дежурной горелке УПН, м <sup>3</sup>
		Печь ПП-0,63	Печи УН-0,2М	АГП-200	
2021 (сентябрь-декабрь)	985600	292800	292800	204960	195040
2022	5669800	876000	1752000	613200	2428600
2023	5112600	876000	1752000	613200	1871400
2024 (январь-июнь)	2371500	436800	873600	305760	755340

Примечание:

\* - добыча газа принята согласно таблице 5.2.2 Месторождение Ракушечное. Горизонты J3oxA + Ю-IV. Характеристика основных показателей ПЭ.

**После утверждения технологических показателей пробной эксплуатации месторождения Ракушечное будет разработана «Программа развития переработки сырого газа...» с учетом новых данных.**

## **5.5 Физико-химические свойства нефти, газа и воды**

На дату составления отчета исследований физико-химических свойств пластовой нефти верхнеюорского горизонта не проводилось.



По состоянию изученности на 01.07.2021 г. составы поверхностных проб нефти и газа верхнеюорского оксфордского горизонта  $J_3O$  месторождения Ракушечное изучены по единичным пробам, отобранным при опробовании скважины 206 (дата отбора – 22.09.2006 г.), физико-химические свойства дегазированной нефти – по пробе нефти из скважины 230 (дата отбора – 29.10.2014 г.).

#### **5.5.1 Свойства пластовой нефти**

В связи с отсутствием исследований по верхнеюорскому продуктивному горизонту, свойства пластовой нефти верхнеюорского оксфордского горизонта  $J_3O$  принимаются по аналогии со свойствами среднеюорского горизонта Ю-IV батского яруса  $J_2bt$ .

По состоянию на 01.07.2021 г. по продуктивному горизонту Ю-IV батского яруса отобрано и исследовано 12 проб из скважин 115, 122 и 219. Три параллельные пробы из скважины 122 от 04.02.2018 г. оказались некондиционными, содержали только газ и исследовались на определение его компонентного состава.

Исследование проб пластовой нефти производилось в лабораториях АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «Везерфорд-КЭР». В результате экспериментов определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, плотность пластовой и сепарированной нефти, вязкость пластовой нефти, компонентный состав растворенного газа и дегазированной нефти с расчетом состава пластовой смеси методом материального баланса.

Результаты исследований проб пластовой нефти месторождения Ракушечное по состоянию изученности на 01.07.2021 г. представлены в таблице 5.5.1.1.

В среднем по горизонту газосодержание составляет  $198,25 \text{ м}^3/\text{т}$ , давление насыщения –  $20,82 \text{ МПа}$ , объемный коэффициент –  $1,553 \text{ д. ед.}$ , плотность пластовой нефти -  $0,644 \text{ г}/\text{см}^3$ , вязкость пластовой нефти -  $0,25 \text{ мПа}^*\text{с.}$



Таблица 5.5.1.1 – Месторождение Ракушечное. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.07.2021 г.

№ скв.	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Дата отбора	Горизонт	№ пробы	Пластовое давление(при отборе проб), МПа	Пластовая температура, °С	Давление насыщения, МПа	Газосодержание		Объёмный коэффициент	Усадка нефти, %	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	Вязкость пластовой нефти, МПа * с	Коэффициент растворимости газа, (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )/МПа	Коэффициент сжи-масности, 1*10 <sup>-4</sup> /МПа	Организация, проводившая исследования							
									м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т														
1	2	3	4	5	6	7	9	8	10	11	12	13	14	15	16	17	19	20						
115	2306-2314	2290	07.08.2007	Ю-IV	1	21,74	110	21,74	153,65	198,56	1,542	32,65	0,645	0,798	0,15	7,07	32,12	АО «НИПИнефтегаз»						
					2			21,74	148,21	193,18	1,531	31,83	0,652	0,800	0,18	6,82	30,56							
					3			21,74	155,12	200,30	1,549	33,06	0,643	0,791	0,14	7,14	32,86							
<b>Среднее по скв. 115</b>								<b>21,74</b>	<b>152,33</b>	<b>197,35</b>	<b>1,541</b>	<b>32,51</b>	<b>0,647</b>	<b>0,796</b>	<b>0,16</b>	<b>7,01</b>	<b>31,85</b>							
219	2304,6-2306,8; 2307,8-2314,6	2307	29.08.2006	Ю-IV	1	24,10	111	24,10	172,72	215,90	1,586	36,34	0,629	0,799	0,11	7,02	34,95	АО «НИПИнефтегаз»						
					2			24,10	173,51	216,88	1,611	37,94	0,620	0,800	0,11	6,99	34,94							
					3			24,10	171,93	214,92	1,561	35,95	0,632	0,799	0,12	7,05	34,91							
<b>Среднее по скв. 219</b>								<b>24,10</b>	<b>172,72</b>	<b>215,90</b>	<b>1,586</b>	<b>36,74</b>	<b>0,627</b>	<b>0,799</b>	<b>0,11</b>	<b>7,02</b>	<b>34,93</b>							
122*	2312-2318	2335	04.02.2018	Ю-IV	1	<i>Пробы содержали только газ</i>													АО «НИПИнефтегаз»					
					2																			
					3																			
122	2312-2318	2312 2314 2316	21.01.2019	Ю-IV	1	23,50	112	16,37	145,74	181,90	1,546	35,33	0,661	0,801	0,49	8,90	-	ТОО «Везерфорд-КЭР»						
					2			16,44	149,45	186,60	1,538	34,97	0,654	0,801	0,51	9,10	-							
					3			17,02	140,86	176,00	1,514	33,94	0,664	0,801	0,45	8,28	-							
<b>Среднее по скв. 122</b>								<b>16,61</b>	<b>145,35</b>	<b>181,50</b>	<b>1,533</b>	<b>34,75</b>	<b>0,659</b>	<b>0,801</b>	<b>0,48</b>	<b>8,76</b>	<b>-</b>							
<b>Среднее значение по Ю-IV</b>								<b>20,82</b>	<b>156,80</b>	<b>198,25</b>	<b>1,553</b>	<b>34,67</b>	<b>0,644</b>	<b>0,799</b>	<b>0,25</b>	<b>7,60</b>	<b>33,39</b>							



### **5.5.2 Свойства и состав дегазированной нефти**

Физико-химические свойства дегазированной нефти юрских горизонтов месторождения Ракушечное представлены результатами исследований 7 проб из скважин 122, 219 и 230. Исследование проб производилось в лабораториях АО «НИПИнефтегаз» и ТОО «Везерфорд-КЭР». По данным пробам был проведен комплекс физико-химических исследований с определением парафиновых углеводородов, асфальто-смолистых веществ, температуры застывания, фракционного состава, воды и механических примесей и др.

В таблице 5.5.2.1 приведены физико-химические свойства дегазированной нефти юрских продуктивных горизонтов по состоянию изученности на 01.07.2021 г.

#### Верхнеюрский продуктивный горизонт J<sub>30</sub>

Свойства дегазированной нефти верхнеюрского горизонта изучены по одной пробе из скважины 230.

В пробе содержалось значительное количество воды (77,5 % об.) и перед проведением исследований произведён процесс обезвоживания, что могло быть причиной потери части легких фракций и нарушения структурно-механических свойств нефти.

Согласно таблице 3.6.2.1, дегазированная нефть верхнеюрского горизонта является по типу плотности особо легкой 0,8070 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость определялась при 3-х температурах 30, 40 и 50 °C и соответственно составила 9,83 мм<sup>2</sup>/с, 4,33 мм<sup>2</sup>/с и 3,42 мм<sup>2</sup>/с. Нефть высокопарафинистая (17,20 % масс.), малосмолистая (7,00 % масс.), застывающая при высокой температуре плюс 24 °C, что обусловлено высоким содержанием высокомолекулярных парафинов. Температура плавления парафина составляет плюс 54,7 °C. Содержание общей серы в пробе нефти не определялось.

Температура начала кипения дегазированной нефти составила плюс 104 °C. Объемный выход светлых фракций, выкипающий до температуры 300 °C, составил 54 %, выход бензиновых фракций, выкипающих до 200 °C – 23 %.

#### Среднеюрский продуктивный горизонт Ю-IV

Свойства дегазированной нефти среднеюрского горизонта изучены по 6 пробам из скважин 122 и 219. Последние по времени исследования проведены в мае 2021 г.

Как видно из таблицы 5.5.2.1 дегазированная нефть горизонта Ю-IV особо легкая с соответствующей плотносто-вязкостной характеристикой. Плотность нефти при стандартных условиях в среднем по горизонту составляет 0,7943 г/см<sup>3</sup>, кинематическая



Таблица 3.5.2.1 – Месторождение Ракушечное. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.07.2021 г.

№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата отбора проб	Плотность нефти при 20°C, г/см³	Кинематическая вязкость, мм²/с				Температура, °C		Парафин	Содержание, % масс.	серы	асфальто-смолистые вещества	механических примесей	Хлористых солей, мг/л	Молекулярная масса, г/моль	Фракционный состав по Энглеру, % об.						Организация, проводившая исследования
					20°	30°	40°	50°	вспышки в з/т	застывания	% масс.							НК	100°	150°	200°	250°	300°	
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
<b>Верхнеюорский горизонт J<sub>30</sub></b>																								
230	1901-1907; 1932-1942	J <sub>30</sub>	29.10.2014	<b>0,8070</b>	-	<b>9,83</b>	<b>4,33</b>	<b>3,42</b>	-	<b>24</b>	<b>17,20</b>	<b>54,7</b>	-	<b>7,00</b>	<b>0,038</b>	-	-	<b>104</b>	-	<b>8</b>	<b>23</b>	<b>40</b>	<b>54</b>	АО «НИПИнефтегаз»
<b>Среднеюорский горизонт Ю-IV</b>																								
219	2304,6-2306,8; 2307,8-2314,6	Ю-IV	02.09.2006	0,7976	-	7,37	3,31	2,62	-5	15	8,90	57,0	0,155	3,10	-	-	195	65	5,5	21	31,5	43	57	АО «НИПИнефтегаз»
122	2312-2318	Ю-IV	29.10.2014	0,7898	-	4,46	2,97	2,40	-	21	12,20	55,4	-	3,80	0,0022	237,0	-	43	10	22	36	46	56	
122	2312-2318	Ю-IV	21.01.2019	0,7999	20,52	8,95	4,49	3,58	ниже 0	10	13,85	55,0	0,017	6,05	0,8000	234,0	-	56	5	16	27	43	54	ТОО «Везерфорд-КЭР»
				0,7996	19,10	8,80	4,51	3,37	ниже 0	9	13,15	56,0	0,016	5,86	0,5000	225,0	-	55	5	15	26	44	55	
<b>Среднее по скв. 122</b>				<b>0,7999</b>	<b>20,59</b>	<b>9,20</b>	<b>4,65</b>	<b>3,57</b>	<b>ниже 0</b>	<b>10</b>	<b>13,71</b>	<b>55,3</b>	<b>0,02</b>	<b>6,01</b>	<b>0,6667</b>	<b>235,0</b>	-	<b>56</b>	<b>5</b>	<b>15</b>	<b>26</b>	<b>43</b>	<b>54</b>	
122	2312-2318	Ю-IV	14.05.2021	0,7900	-	4,39	2,81	2,31	-	21	13,90	53,9	0,015	1,50	0,0016	8,3	-	39	12	25	35	45,5	59	АО «НИПИнефтегаз»
<b>Среднее по Ю-IV</b>				<b>0,7943</b>	<b>20,59</b>	<b>6,35</b>	<b>3,44</b>	<b>2,72</b>	<b>-3</b>	<b>17</b>	<b>12,18</b>	<b>55,4</b>	<b>0,062</b>	<b>3,60</b>	<b>0,2235</b>	<b>160,1</b>	<b>195</b>	<b>51</b>	<b>8</b>	<b>21</b>	<b>32</b>	<b>44</b>	<b>57</b>	



вязкость при температуре 20 °C – 20,59 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °C – 2,72 мм<sup>2</sup>/с.

Содержание общей серы в среднем по горизонту составляет 0,062 % масс., асфальто-смолистых веществ – 3,60 % масс., высокомолекулярных парафиновых углеводородов – 12,18 % масс. Температура застывания составляет плюс 17 °C, плавления парафинов – 55,4 °C.

Температура начала кипения составляет 51 °C. Выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении до температуры 300 °C, составляет 57 %, до 200 °C – 32 % об.

В таблице 5.5.2.2 приведено количество исследований, диапазоны изменений и средние значения параметров дегазированной нефти горизонтов J<sub>30</sub> и Ю-IV по состоянию изученности на 01.07.2021 г.

**Таблица 5.5.2.2 - Месторождение Ракушечное. Средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.07.2021 г.**

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<b>Верхнеюорский горизонт J<sub>30</sub></b>				
Плотность при 20 °C, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,8070
Вязкость динамическая при 30 °C, мПа·с	1	1	-	9,83
Вязкость динамическая при 50 °C, мПа·с	1	1	-	3,42
Содержание общей серы, % масс.	-	-	-	-
Содержание АСВ, % масс.	1	1	-	7,00
Содержание парафинов, % масс.	1	1	-	17,20
Температура плавления парафина, °C	1	1	-	54,7
Температура застывания, °C	1	1	-	24
Температура начала кипения, °C	1	1	-	104
Выход фракций до 200 °C, % об.	1	1	-	23
Выход фракций до 300 °C, % об.	1	1	-	54
<b>Среднеюорский горизонт Ю-IV</b>				
Плотность при 20 °C, г/см <sup>3</sup>	2	6	0,7900-0,8003	0,7943
Вязкость динамическая при 20 °C, мПа·с	1	3	19,10-22,15	20,59
Вязкость динамическая при 50 °C, мПа·с	2	6	2,31-3,77	2,72
Содержание общей серы, % масс.	2	5	0,015-0,155	0,062
Содержание АСВ, % масс.	2	6	1,50-6,11	3,60
Содержание парафинов, % масс.	2	6	8,90-14,12	12,18
Температура плавления парафина, °C	2	6	53,9-57,0	55,4
Температура застывания, °C	2	6	9-21	17
Температура начала кипения, °C	2	6	39-65	51
Выход фракций до 200 °C, % об.	2	6	25-36	32
Выход фракций до 300 °C, % об.	2	6	53-59	57

Как видно из таблицы 5.5.2.2, свойства дегазированной нефти продуктивных горизонтов J<sub>30</sub> и Ю-IV близки между собой. Более точные выводы о физико-химических свойствах нефти можно будет сделать на основании дополнительных исследований по верхнеюорскому горизонту.



Дегазированная нефть месторождения Ракушечное является особо лёгкой, малосернистой, малосмолистой высокопарафинистой, застывающей при положительных температурах.

### **5.5.3 Компонентный состав нефтяного газа**

По состоянию изученности на 01.07.2021 г. компонентный состав нефтяного газа юрских горизонтов месторождения Ракушечное представлен результатами исследований 15 проб из скважин 206 (горизонт J<sub>30</sub>), 115, 122 и 219 (горизонт Ю-IV).

Вся имеющаяся информация по компонентному составу газа юрских горизонтов месторождения Ракушечное представлена в таблице 5.5.3.1.

#### Верхнеюрский продуктивный горизонт J<sub>30</sub>

Компонентный состав газа верхнеюрского горизонта изучен по результатам исследований поверхностной пробы, отобранной при опробовании скважины 206 в 2006 г.

Газ «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана составляет 57,14 % мольн., этана – 16,62 % мольн., пропана – 12,07 % мольн., бутанов – 5,01 % мольн., компонентов группы C<sub>5+</sub> – 1,80 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 0,79 % мольн., азота – 5,70 % мольн., сероводород не определялся. Плотность газа составляет 1,111 кг/м<sup>3</sup>.

#### Среднеюрский продуктивный горизонт Ю-IV

Компонентный состав газа верхнеюрского горизонта Ю-IV представлен результатами исследований 9 проб газа, полученных при разгазировании проб пластовой нефти из скважин 115, 122 и 219, 2-х устьевых проб из скважины 122, исследованных в 2014 г. и 3-х глубинных проб газа из скважины 122 от 05.02.2018 г. (некондиционные пробы пластовой нефти).

В результате анализа, при усреднении данных не учитывались пробы из скважины 122 от 21.01.2019 г. из-за повышенного содержания азота, что могло произойти в результате попадания в пробы воздуха. Кроме того, суммарный состав данных проб не составляет 100 %. Проверить эти данные не представляется возможным.

Газ «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана составляет 64,03 % мольн., этана – 15,12 % мольн., пропана – 9,16 % мольн., бутанов – 4,41 % мольн., компонентов группы C<sub>5+</sub> – 2,30 % мольн. Неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 1,47 % мольн., азота – 3,31 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,004 кг/м<sup>3</sup>.



Таблица 5.5.3.1 – Месторождение Ракушечное. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.07.2021 г.

№ скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Дата отбора	№ пробы	Содержание компонентов, % мольн.												Молекулярный вес, г/моль	Плотность газа при 20°C, кг/м³		
					Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутиан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан + высшие	Сероводород					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18			
<b>Верхнеюорский горизонт J<sub>30</sub></b>																				
206	J <sub>30</sub>	1923-1935	22.09.2006	устье	0,79	5,70	57,14	16,62	12,07	1,92	3,09	0,87	0,73	1,07	-	-	1,111			
<b>Среднеюорский горизонт Ю-IV</b>																				
115	Ю-IV	2306-2314	07.08.2007	1(глуб)	1,05	3,03	58,12	18,03	10,11	2,14	3,56	1,09	1,02	1,85	отс	-	1,134			
				2(глуб)	1,09	3,11	59,04	17,12	10,36	2,12	3,70	1,03	1,03	1,40	отс	-	1,121			
				3(глуб)	1,11	3,45	58,33	17,34	10,41	2,08	3,68	1,09	1,06	1,45	отс	-	1,127			
<b>Среднее по скв. 115</b>					<b>1,08</b>	<b>3,20</b>	<b>58,50</b>	<b>17,50</b>	<b>10,29</b>	<b>2,11</b>	<b>3,65</b>	<b>1,07</b>	<b>1,04</b>	<b>1,57</b>	<b>отс</b>	<b>-</b>	<b>1,127</b>			
219	Ю-IV	2304,6-2306,8; 2307,8-2314,6	29.08.2006	1(глуб)	1,31	3,36	56,56	17,67	11,61	2,23	3,70	1,12	1,03	1,41	отс	-	1,147			
				2(глуб)	1,33	3,12	57,69	16,98	11,23	2,20	3,78	1,11	1,08	1,48	отс	-	1,142			
				3(глуб)	1,30	3,21	58,09	16,34	11,65	2,26	3,56	1,16	1,01	1,42	отс	-	1,138			
<b>Среднее по скв. 219</b>					<b>1,31</b>	<b>3,23</b>	<b>57,45</b>	<b>17,00</b>	<b>11,45</b>	<b>2,23</b>	<b>3,68</b>	<b>1,13</b>	<b>1,04</b>	<b>1,44</b>	<b>отс</b>	<b>-</b>	<b>1,142</b>			
122	Ю-IV	2312-2318	05.02.2018	1(глуб)	1,33	3,45	74,11	12,73	5,96	0,80	1,14	0,01	0,15	0,07	отс	-	0,893			
				2(глуб)	1,72	3,33	72,32	13,44	6,44	0,88	1,28	0,01	0,19	0,11	отс	-	0,913			
				3(глуб)	2,04	3,33	71,31	13,52	6,64	0,95	1,43	0,01	0,25	0,17	отс	-	0,929			
<b>Среднее по скв. 122</b>					<b>1,70</b>	<b>3,37</b>	<b>72,58</b>	<b>13,23</b>	<b>6,34</b>	<b>0,87</b>	<b>1,28</b>	<b>0,01</b>	<b>0,20</b>	<b>0,12</b>	<b>отс</b>	<b>-</b>	<b>0,911</b>			
122	Ю-IV	2312-2318	28.06.2014	1(устье)	1,70	3,53	67,45	12,52	8,74	1,48	2,49	0,67	0,57	0,47	отс	-	0,836			
				2(устье)	1,91	3,32	67,72	12,97	8,38	1,40	2,29	0,57	0,49	0,43	отс	-	0,834			
<b>Среднее по скв. 122</b>					<b>1,81</b>	<b>3,43</b>	<b>67,59</b>	<b>12,74</b>	<b>8,56</b>	<b>1,44</b>	<b>2,39</b>	<b>0,62</b>	<b>0,53</b>	<b>0,45</b>	<b>отс</b>	<b>-</b>	<b>0,835</b>			
122*	Ю-IV	2312-2318	21.01.2019	1(глуб)	1,69	7,26	48,93	12,02	8,76	1,35	3,15	0,69	0,90	0,32	отс	22,77	0,786			
				2(глуб)	1,46	7,03	40,36	11,94	8,77	1,38	3,14	0,72	0,93	0,33	отс	22,73	0,785			
				3(глуб)	1,67	7,06	49,15	12,05	8,62	1,36	3,25	0,69	0,81	0,35	отс	22,77	0,786			
<b>Среднее по скв. 122</b>					<b>1,60</b>	<b>7,12</b>	<b>46,14</b>	<b>12,01</b>	<b>8,71</b>	<b>1,36</b>	<b>3,18</b>	<b>0,70</b>	<b>0,88</b>	<b>0,34</b>	<b>отс</b>	<b>22,76</b>	<b>0,786</b>			
<b>Среднее горизонту Ю-IV</b>					<b>1,47</b>	<b>3,31</b>	<b>64,03</b>	<b>15,12</b>	<b>9,16</b>	<b>1,66</b>	<b>2,75</b>	<b>0,71</b>	<b>0,70</b>	<b>0,89</b>	<b>отс</b>	<b>22,76</b>	<b>1,004</b>			



## **6 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

### **6.1. Определение факторов воздействия**

Современный общественный менталитет сформировал представления о том, что одним из важнейших моментов воздействия на окружающую среду является его минимальность, не ведущая к значимому ухудшению существующего положения ни для одного элемента экосистемы и сохранение существующего биоразнообразия.

В связи с этим, при характеристике воздействия на окружающую среду основное внимание уделяется негативным последствиям, для оценки которых разработан ряд количественных характеристик, отражающих эти изменения.

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения задач оценки воздействия на природную среду представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Существует ряд опробированных методик, основанных на бальной системе оценок.

Отличительной их особенностью является дробность параметров оценки и количественные величины, характеризующие ту или иную категорию параметров.

Основными производственными операциями на месторождении Ракушечное при реализации проектных решений по «Дополнению к Проекту пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное по состоянию на 01.07.2021 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.



Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение поверхностных и подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Ракушечное на период пробной эксплуатации, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

## 6.2 Виды воздействий

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

*Технологически обусловленные* - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

- ⊕ Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
- ⊕ Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- ⊕ Выбросы в атмосферу от неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов не должны создавать высоких приземных концентраций;
- ⊕ При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

*Технологически не обусловленные* воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные



последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 6.2.1.

**Таблица 6.2.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению**

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифенообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металломолота и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения



общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

*К прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже.

*Кумулятивное воздействие* представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Оценка кумулятивных воздействий состоит из 2-х этапов:

- идентификация возможных кумулятивных воздействий (скрининг кумулятивных воздействий);
- оценка кумулятивного воздействия на компоненты природной среды.



*Трансграничным воздействием* называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства. Оценка данного вида воздействий включает следующие этапы:

- Скрининг. Из матриц интегральной оценки воздействий, для рутинных и аварийных ситуаций, используя пространственный масштаб воздействия, выбираются компоненты природной среды зоны, воздействия на которые выходят за границы государства;

- Определение площади воздействия. Из общей площади воздействия вычленяются площади, расположенные на территории других государств;

- Определение времени воздействия. Для рутинных операций, время воздействия будет постоянным (например, на период эксплуатации). Необходимо определить период времени, в течение которого будет проявляться воздействие на территории соседнего государства (например, повышенные концентрации ЗВ в атмосферном воздухе на территории соседнего государства будут отмечаться не на всем протяжении аварии и ликвидации ее последствий);

- Оценка интенсивности воздействия на каждый выбранный элемент природной среды. По величине оценка интенсивности может не совпадать с баллом интенсивности воздействия по всей площади воздействия;

- Оценка комплексного (интегрального) воздействия на тот или иной элемент природной среды при трансграничном воздействии или комплексная (интегральная) оценка воздействия источника на все компоненты природной среды соседних государств.

### **6.3 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду**

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам:

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.



Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки.

В таблице 6.3.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия).

Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырёх категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 6.3.2.

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 6.3.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий**

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км <sup>2</sup> для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<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
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<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)
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<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 установленный 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 6.3.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме**

Категория воздействия, балл			Категория значимости			
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость		
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости		
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2				
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	9-27	Воздействие средней значимости		
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4				



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.

#### **6.4 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу**

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полукаличественной 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 6.4.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.



**Таблица 6.4.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду**

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
<b>Пространственный масштаб воздействия</b>	
<b>Нулевое (0)</b>	Воздействие отсутствует
<b>Точечное (1)</b>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<b>Локальное (2)</b>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<b>Местное (3)</b>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<b>Региональное (4)</b>	Воздействие проявляется на территории области
<b>Национальное (5)</b>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<b>Нулевое (0)</b>	Воздействие отсутствует
<b>Кратковременное (1)</b>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<b>Средней продолжительности (2)</b>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<b>Долговременное (3)</b>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<b>Продолжительное (4)</b>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<b>Постоянное (5)</b>	Продолжительность воздействия более 5 лет
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<b>Нулевое (0)</b>	Воздействие отсутствует
<b>Незначительное (1)</b>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<b>Слабое (2)</b>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<b>Умеренное (3)</b>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<b>Значительное (4)</b>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<b>Сильное (5)</b>	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 6.4.1, 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 6.4.2.

**Таблица 6.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме**

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие



## 7 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

### 7.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по годам представлена в таблицах 5.2.1 – 5.2.6.

Настоящим подразделом в рамках «Дополнения к Проекту пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное по состоянию на 01.07.2021 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

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

Технология внутрипромыслового сбора и подготовки продукции добывающих скважин представлена в разделе 5.3 настоящего проекта.

Газожидкостная смесь из скважин поступает по выкидным линиям на УПН в блок входного манифольда, далее в двухфазный сепаратор НГС, где осуществляется дегазация нефти. Жидкая фаза после НГС поступает в печь подогрева ПП-0,63. Подогретый поток поступает в накопительные емкости и далее откачивается через стояки налива нефти в автоцистерны для сдачи потребителю.

Выделившийся газ с НГС отводится в газосепаратор, где производилась очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. После газосепаратора очищенный газ используется на собственные нужды - в качестве топлива в печах подогрева и газопоршневой станции АГП-200С-Т400-1Р для выработки электроэнергии. Скопившийся конденсат из газосепаратора отводится в дренажную емкость. УПН оснащен аварийным факелом с дежурной горелкой.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

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



При реализации проектных решений пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться:

Сентябрь-декабрь 2021 года

Площадка УПН:

*Организованные:*

- печь подогрева нефти ПП-0,63: источник №0001 – 1 ед.;
- накопительные емкости - источники № 0002-0004 – 3 ед.;
- газопоршневая электростанция АГП-200 – источник №0005 – 1 ед.
- наливной стояк – источник №0006 – 1 ед.
- дежурная горелка – источник № 0007 – 1 ед.

*Неорганизованные:*

- нефтегазосепаратор: источник №6001 – 1 ед.;
- газовый сепаратор: источник № 6002 – 1 ед.;
- дренажная емкость: источник №6003 – 1 ед.;

Площадки скважин:

*Организованные:*

- печь подогрева нефти УН-0,2М: источники №№0008, 0009, 0010, 0011 – 4 ед.;

*Неорганизованные:*

- скважины 206, 230, 119, 122 (ЗРА и ФС): источники №№6004, 6005, 6006, 6007 - 4 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 18 ед., из них неорганизованных – 7 ед., организованных – 11 ед.

2022 год

Площадка УПН:

*Организованные:*

- печь подогрева нефти ПП-0,63: источник №0001 – 1 ед.;
- накопительные емкости - источники № 0002-0004 – 3 ед.;
- газопоршневая электростанция АГП-200 – источник №0005 – 1 ед.
- наливной стояк – источник №0006 – 1 ед.
- дежурная горелка – источник № 0007 – 1 ед.

*Неорганизованные:*

- нефтегазосепаратор: источник №6001 – 1 ед.;



- газовый сепаратор: источник № 6002 – 1 ед.;
- дренажная емкость: источник №6003 – 1 ед.;

Площадки скважин:

*Организованные:*

- печь подогрева нефти УН-0,2М: источники №№0008, 0009, 0010, 0011, 0012, 0013, 0014, 0015 – 8 ед.;

*Неорганизованные:*

- скважины 206, 230, 119, 122, 21, 115, 219, 220 (ЗРА и ФС): источники №№6004, 6005, 6006, 6007, 6008, 6009, 6010, 6011 - 8 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 26 ед., из них неорганизованных – 11 ед., организованных – 15 ед.

2023 год

*Площадка УПН:*

*Организованные:*

- печь подогрева нефти ПП-0,63: источник №0001 – 1 ед.;
- накопительные емкости - источники № 0002-0004 – 3 ед.;
- газопоршневая электростанция АГП-200 – источник №0005 – 1 ед.
- наливной стояк – источник №0006 – 1 ед.
- дежурная горелка – источник № 0007 – 1 ед.

*Неорганизованные:*

- нефтегазосепаратор: источник №6001 – 1 ед.;
- газовый сепаратор: источник № 6002 – 1 ед.;
- дренажная емкость: источник №6003 – 1 ед.;

Площадки скважин:

*Организованные:*

- печь подогрева нефти УН-0,2М: источники №№0008, 0009, 0010, 0011, 0012, 0013, 0014, 0015 – 8 ед.;

*Неорганизованные:*

- скважины 206, 230, 119, 122, 21, 115, 219, 220 (ЗРА и ФС): источники №№6004, 6005, 6006, 6007, 6008, 6009, 6010, 6011 - 8 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 26 ед., из них неорганизованных – 11 ед., организованных – 15 ед.

Январь-июнь 2024 года



*Площадка УПН:*

*Организованные:*

- печь подогрева нефти ПП-0,63: источник №0001 – 1 ед.;
- накопительные емкости - источники № 0002-0004 – 3 ед.;
- газопоршневая электростанция АГП-200 – источник №0005 – 1 ед.
- наливной стояк – источник №0006 – 1 ед.
- дежурная горелка – источник № 0007 – 1 ед.

*Неорганизованные:*

- нефтегазосепаратор: источник №6001 – 1 ед.;
- газовый сепаратор: источник № 6002 – 1 ед.;
- дренажная емкость: источник №6003 – 1 ед.;

*Площадки скважин:*

*Организованные:*

- печь подогрева нефти УН-0,2М: источники №№0008, 0009, 0010, 0011, 0012, 0013, 0014, 0015 – 8 ед.;

*Неорганизованные:*

- скважины 206, 230, 119, 122, 21, 115, 219, 220 (ЗРА и ФС): источники №№6004, 6005, 6006, 6007, 6008, 6009, 6010, 6011 - 8 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 26 ед., из них неорганизованных – 11 ед., организованных – 15 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ представлена на рисунке 7.1.1.



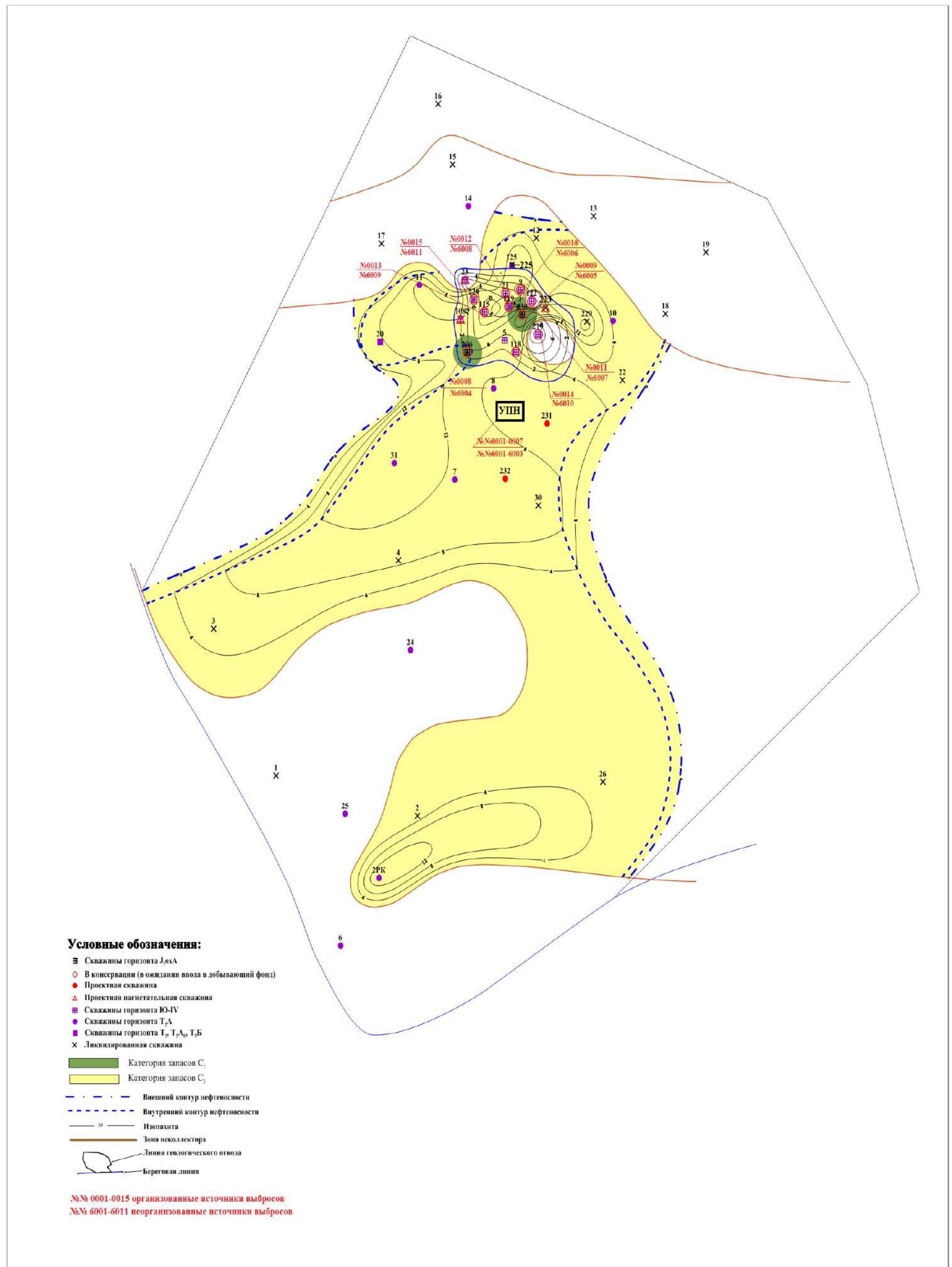


Рисунок 7.1.1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на месторождении Ракушечное в период пробной эксплуатации (М 1:50000)

## 7.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Самара 2000 г.;
- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).

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

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

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу от источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, представлен в таблице 7.2.1.



**Таблица 7.2.1 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюорских отложений месторождения Ракушечное**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (M)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Сентябрь-декабрь 2021 года</b>									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,4126776	5,4831836	137,07959
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,1003739	1,4262561	23,770935
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,038948	0,4189696	8,3793928
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,064	1,0289	20,578
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	0,71978	9,0776964	3,0258988
0410	Метан (727*)	50			50		0,145287	1,5300924	0,0306019
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		50,3095	14,6408	0,292816
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		18,5353	4,5059	0,1501967
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,242	0,0547	0,547
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0759	0,017	0,085
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,1521	0,0343	0,0571667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	3E-08	0,000001	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,0004	0,0069	0,69
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,0006177	0,000143	0,0238333
<b>ВСЕГО:</b>							<b>70,79688</b>	<b>38,22484</b>	195,71043
<b>2022 год</b>									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,6208392	22,969164211	574,22911
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,1342001	5,333414184	88,890236
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,156416	4,957870176	99,157404
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,064	3,0783	61,566
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	1,93646	65,52300176	21,841001



<b>Код ЗВ</b>	<b>Наименование загрязняющего вещества</b>	<b>ЭНК, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>ПДКм.р, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>ПДКс.с., мг/м<sup>3</sup></b>	<b>ОБУВ, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>	<b>Выброс вещества с учетом очистки, г/с</b>	<b>Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)</b>	<b>Значение М/ЭНК</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
0410	Метан (727*)	50			50		0,216654	6,823492544	0,1364699
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		50,3267	74,1493	1,482986
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		18,5417	24,6908	0,8230267
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,242	0,3125	3,125
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0759	0,0983	0,4915
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,1521	0,1964	0,3273333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,00000003	0,000002	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,0004	0,0205	2,05
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,0006181	0,000833	0,1388333
<b>ВСЕГО:</b>							<b>72,46799</b>	<b>208,1538779</b>	856,25889
<b>2023 год</b>									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,5781893	21,624156334	540,60391
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,1272695	5,114850404	85,247507
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,1208744	3,837030278	76,740606
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,064	3,0783	61,566
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	1,581044	54,31460278	18,104868
0410	Метан (727*)	50			50		0,2077686	6,54328257	0,1308657
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		50,3267	67,8101	1,356202
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		18,5417	22,3481	0,7449367
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,242	0,282	2,82
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0759	0,0886	0,443
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,1521	0,1772	0,2953333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,00000003	0,000002	2



<b>Код ЗВ</b>	<b>Наименование загрязняющего вещества</b>	<b>ЭНК, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>ПДКм.р, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>ПДКс.с., мг/м<sup>3</sup></b>	<b>ОБУВ, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>	<b>Выброс вещества с учетом очистки, г/с</b>	<b>Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)</b>	<b>Значение М/ЭНК</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,0004	0,0205	2,05
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,0006181	0,00075	0,125
<b>ВСЕГО:</b>							<b>72,01856</b>	<b>185,2394744</b>	792,22823
<b>Январь-июнь 2024 года</b>									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	0,5509608	10,354042948	258,85107
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	0,12284488	2,480545729	41,342429
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,098184	1,556419123	31,128383
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05	0,5	0,05		3	0,064	1,5349	30,698
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	1,35414	23,51519123	7,8383971
0410	Метан (727*)	50			50		0,202096	3,173804781	0,0634761
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		50,3267	32,3965	0,64793
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		18,5417	10,6254	0,35418
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,242	0,1311	1,311
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,0759	0,0412	0,206
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,1521	0,0823	0,1371667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,00000003	0,000001	1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,0004	0,0102	1,02
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,006	0,006			4	0,0006181	0,000361	0,0601667
<b>ВСЕГО:</b>							<b>71,73164381</b>	<b>85,90196581</b>	374,6582



Предполагаемый ориентировочный максимальный и валовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное, составит:

- ❖ сентябрь-декабрь 2021 г. – **70,79688** г/с, **38,22484** т/год;
- ❖ 2022 год – **72,46799** г/с, **208,1538779** т/год;
- ❖ 2023 год – **72,01856** г/с, **185,2394744** т/год;
- ❖ январь-июнь 2024 г. – **71,73164381** г/с, **85,90196581** т/год.

Соотношение суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по годам при пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное представлено на рисунке 7.2.1.

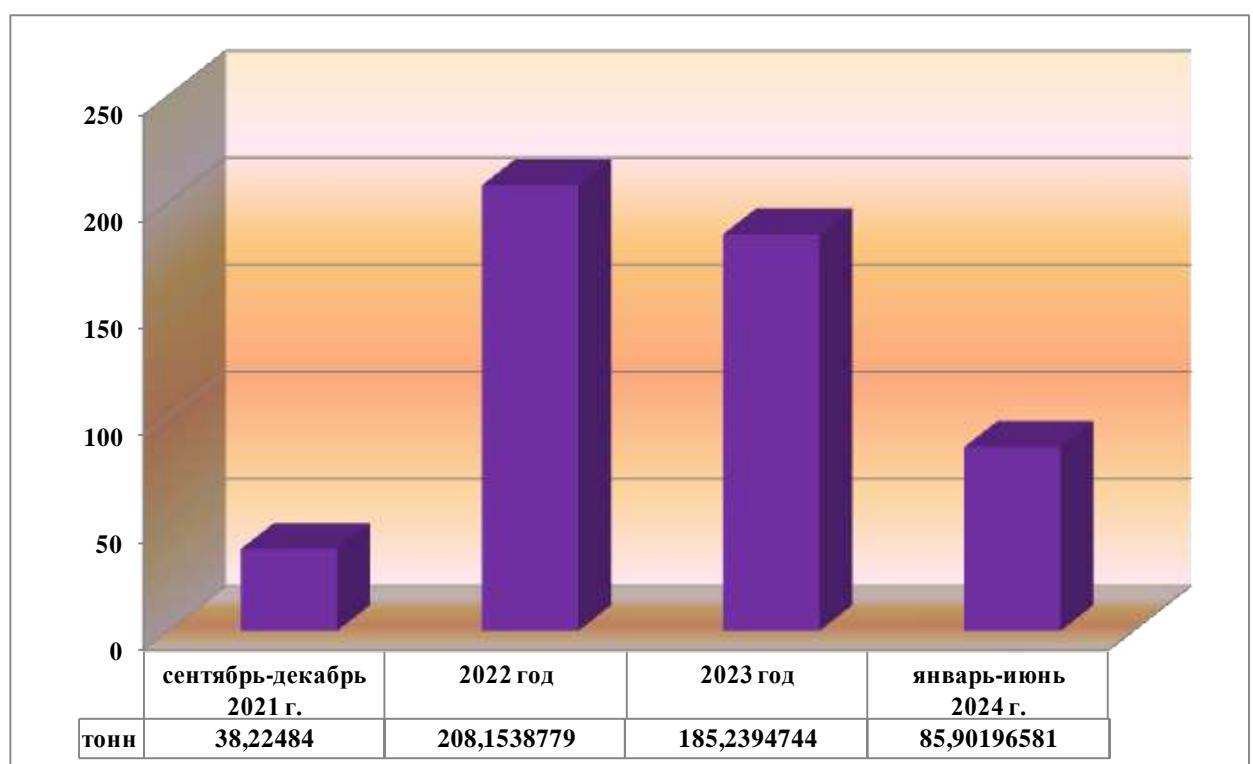


Рисунок 7.2.1 - Соотношение суммарных выбросов ЗВ в период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюорских отложений месторождения Ракушечное

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят смесь углеводородов предельных C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, углерода оксид, смесь углеводородов предельных C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, азота диоксид, метан и углерод (сажа) и серы диоксид.

Во второй половине 2022 года планируется бурение 2-х оценочных скважин (231, 232), не участвующих в пробной эксплуатации. Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических

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

### **7.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу**

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

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу произведен на 2022 год, который, согласно результатам проведенных предварительных расчетов (таблица 7.2.1), характеризуется максимальными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу в количестве 208,1538779 т/год.

В соответствии с СанПиН №237 от 20.03.2015 г, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Ракушечное, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, а также в связи с отсутствием на данном месторождении производственной деятельности в 2020-2021 гг., моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха выполнялось без учета фоновых концентраций загрязняющих веществ.



Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 13200 x 13400 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 2.

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

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 7.3.1.

**Таблица 7.3.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ**

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ мг/м <sup>3</sup>	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	-	1,025	0,028
0304	Азот (II) оксид	0,4	-	0,167	0,0035
0328	Углерод	0,15	-	0,058	0,0081
0330	Сера диоксид	0,5	-	0,128	0,0019
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,053	0,003
0410	Метан	-	50,0	расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	-	50,0	2,44	0,038
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	-	30,0	1,503	0,023
0602	Бензол	0,3	-	1,964	0,030
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2	-	0,924	0,014
0621	Метилбензол	0,6	-	0,618	0,0095
0703	Бенз/a/пирен	-	-	расчет нецелесообразен	
1325	Формальдегид	0,05	-	расчет нецелесообразен	
1715	Метантиол	0,006	-	0,251	0,0039
6007	Группа суммаций 0301+0330	-	-	1,153	0,030

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

В соответствии с Приказом Министра национальной экономики РК №237 от 20.03.2015 г. Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» п.47 «Размер СЗЗ для групп объектов или промышленного узла устанавливается с учетом



*суммарных выбросов и физического воздействия источников объектов, входящих в промышленную зону, промышленный узел (комплекс). Для них устанавливается единая расчетная СЗЗ, и после подтверждения расчетных параметров данными натурных исследований, оценки риска для здоровья населения окончательно устанавливается размер СЗЗ».*

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Ракушечное принят – 1000 метров.

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

В данном проекте по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 1000 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено, следовательно, принятый размер СЗЗ не требует уточнения и корректировки.

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

#### **7.4 Предварительные предложения по установлению нормативов допустимых выбросов**

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения за период пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное представлены в таблицах 7.4.1-7.4.4.



**Таблица 7.4.1 – Предварительные нормативы допустимых выбросов в период эксплуатации месторождения Ракушечное, сентябрь-декабрь 2021 г.**

ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"

**Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию**

**месторождение Ракушечное, ДППЭ, 2021 год**

Производство, цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ						год достиже-ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2021 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Организованные источники</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0961	1,0128	0,0961	1,0128	2021
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2048	3,2925	0,2048	3,2925	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0168	0,177	0,0168	0,177	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0168	0,177	0,0168	0,177	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0168	0,177	0,0168	0,177	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0168	0,177	0,0168	0,177	2021
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,01561	0,1646	0,01561	0,1646	2021
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0666	1,0701	0,0666	1,0701	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,00273	0,0288	0,00273	0,0288	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,00273	0,0288	0,00273	0,0288	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,00273	0,0288	0,00273	0,0288	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,00273	0,0288	0,00273	0,0288	2021
<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0018	0,0274	0,0018	0,0274	2021
<b>(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,064	1,0289	0,064	1,0289	2021



<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	0,441	0,0418	0,441	2021
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2645	4,2802	0,2645	4,2802	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	0,441	0,0418	0,441	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,1102	0,0105	0,1102	2021
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	16,2363	2,6692	16,2363	2,6692	2021
Накопительная емкость	0003	-	-	16,2363	2,6692	16,2363	2,6692	2021
Накопительная емкость	0004	-	-	16,2363	2,6692	16,2363	2,6692	2021
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,1547	2,4694	0,1547	2,4694	2021
Наливной стояк	0006	-	-	1,3991	3,3122	1,3991	3,3122	2021
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	6,0002	0,9864	6,0002	0,9864	2021
Накопительная емкость	0003	-	-	6,0002	0,9864	6,0002	0,9864	2021
Накопительная емкость	0004	-	-	6,0002	0,9864	6,0002	0,9864	2021
Наливной стояк	0006	-	-	0,5171	1,2241	0,5171	1,2241	2021
<b>(0602) Бензол (64)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0784	0,0129	0,0784	0,0129	2021
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0784	0,0129	0,0784	0,0129	2021
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0784	0,0129	0,0784	0,0129	2021
Наливной стояк	0006	-	-	0,0068	0,016	0,0068	0,016	2021
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0246	0,004	0,0246	0,004	2021



Накопительная емкость	0003	-	-	0,0246	0,004	0,0246	0,004	2021
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0246	0,004	0,0246	0,004	2021
Наливной стояк	0006	-	-	0,0021	0,005	0,0021	0,005	2021
<b>(0621) Метилбензол (349)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0493	0,0081	0,0493	0,0081	2021
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0493	0,0081	0,0493	0,0081	2021
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0493	0,0081	0,0493	0,0081	2021
Наливной стояк	0006	-	-	0,0042	0,01	0,0042	0,01	2021
<b>(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,00000003	0,000001	0,00000003	0,000001	2021
<b>(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0004	0,0069	0,0004	0,0069	2021
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	2021
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	2021
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0002	0,00003	0,0002	0,00003	2021
Наливной стояк	0006	-	-	0,000017	0,000041	0,000017	0,000041	2021
<b>в том числе факелы</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,0445776	0,469883566	0,0445776	0,469883566	2021
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,00724386	0,076356079	0,00724386	0,076356079	2021
<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,037148	0,391569638	0,037148	0,391569638	2021
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,37148	3,915696384	0,37148	3,915696384	2021
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,009287	0,09789241	0,009287	0,09789241	2021
<b>Итого по организованным источникам:</b>								
<b>Неорганизованные источники</b>								
<b>(0410) Метан (727*)</b>								



Газовый сепаратор	6002	-	-	0,0522	0,5504	0,0522	0,5504	2021
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0201	0,2116	0,0201	0,2116	2021
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0095	0,0996	0,0095	0,0996	2021
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2021
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2021
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2021
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2021
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0076	0,0801	0,0076	0,0801	2021
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0036	0,0377	0,0036	0,0377	2021
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2021
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2021
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2021
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2021
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0000002	0,000003	0,0000002	0,000003	2021
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0000001	0,000001	0,0000001	0,000001	2021
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2021
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2021
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2021
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2021
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>								
<b>Всего по предприятию:</b>								
		-	-	<b>0,11660</b>	<b>1,72461</b>	<b>0,11660</b>	<b>1,72461</b>	
		-	-	<b>70,79688</b>	<b>38,22484</b>	<b>70,79688</b>	<b>38,22484</b>	



**Таблица 7.4.2 – Предварительные нормативы допустимых выбросов в период эксплуатации месторождения Ракушечное, 2022 г.**

ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"									
Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию									
месторождение Ракушечное, ДППЭ, 2022 год									
Производство, цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ						год достиже-ния НДВ	
		существующее положение на 2021 год	на 2022 год		НДВ				
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
<b>Организованные источники</b>									
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>									
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0961	3,03	0,0961	3,03	2022	
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2048	9,8504	0,2048	9,8504	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2022	
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>									
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,01561	0,4924	0,01561	0,4924	2022	
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0666	3,2014	0,0666	3,2014	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022	
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022	



Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2022
<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0018	0,0819	0,0018	0,0819	2022
<b>(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,064	3,0783	0,064	3,0783	2022
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	1,3193	0,0418	1,3193	2022
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2645	12,8056	0,2645	12,8056	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	1,3193	0,0418	1,3193	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2022
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	16,2363	15,2679	16,2363	15,2679	2022
Накопительная емкость	0003	-	-	16,2363	15,2679	16,2363	15,2679	2022
Накопительная емкость	0004	-	-	16,2363	15,2679	16,2363	15,2679	2022



Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,1547	7,3878	0,1547	7,3878	2022
Наливной стояк	0006	-	-	1,3991	18,946	1,3991	18,946	2022
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	6,0002	5,6423	6,0002	5,6423	2022
Накопительная емкость	0003	-	-	6,0002	5,6423	6,0002	5,6423	2022
Накопительная емкость	0004	-	-	6,0002	5,6423	6,0002	5,6423	2022
Наливной стояк	0006	-	-	0,5171	7,0016	0,5171	7,0016	2022
<b>(0602) Бензол (64)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0784	0,0737	0,0784	0,0737	2022
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0784	0,0737	0,0784	0,0737	2022
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0784	0,0737	0,0784	0,0737	2022
Наливной стояк	0006	-	-	0,0068	0,0914	0,0068	0,0914	2022
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0246	0,0232	0,0246	0,0232	2022
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0246	0,0232	0,0246	0,0232	2022
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0246	0,0232	0,0246	0,0232	2022
Наливной стояк	0006	-	-	0,0021	0,0287	0,0021	0,0287	2022
<b>(0621) Метилбензол (349)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0493	0,0463	0,0493	0,0463	2022
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0493	0,0463	0,0493	0,0463	2022
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0493	0,0463	0,0493	0,0463	2022
Наливной стояк	0006	-	-	0,0042	0,0575	0,0042	0,0575	2022
<b>(0703) Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,00000003	0,000002	0,00000003	0,000002	2022
<b>(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0004	0,0205	0,0004	0,0205	2022
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	2022
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	2022
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0002	0,00019	0,0002	0,00019	2022
Наливной стояк	0006	-	-	0,000017	0,000235	0,000017	0,000235	2022



в том числе факелы								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,1855392	5,851164211	0,1855392	5,851164211	2022
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,03015012	0,950814184	0,03015012	0,950814184	2022
<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,154616	4,875970176	0,154616	4,875970176	2022
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	1,54616	48,75970176	1,54616	48,75970176	2022
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,038654	1,218992544	0,038654	1,218992544	2022
<b>Итого по организованным источникам:</b>		-	-	<b>72,32779</b>	<b>203,7329499</b>	<b>72,32779</b>	<b>203,7329499</b>	
Неорганизованные источники								
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Газовый сепаратор	6002	-	-	0,0522	1,6468	0,0522	1,6468	2022
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0201	0,633	0,0201	0,633	2022
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0095	0,298	0,0095	0,298	2022
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2022
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0076	0,2398	0,0076	0,2398	2022
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0036	0,1129	0,0036	0,1129	2022
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022



Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2022
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0000002	0,000008	0,0000002	0,000008	2022
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0000001	0,000004	0,0000001	0,000004	2022
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2022
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>		-	-	<b>0,14020</b>	<b>4,420928</b>	<b>0,14020</b>	<b>4,420928</b>	
<b>Всего по предприятию:</b>		-	-	<b>72,46799</b>	<b>208,1538779</b>	<b>72,46799</b>	<b>208,1538779</b>	



**Таблица 7.4.3 – Предварительные нормативы допустимых выбросов в период эксплуатации месторождения Ракушечное, 2023 г.**

Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию месторождение Ракушечное, ДППЭ, 2023 год								
Производство, цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ						год дос-тиже-ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2023 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Организованные источники</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0961	3,03	0,0961	3,03	2023
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2048	9,8504	0,2048	9,8504	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0168	0,5297	0,0168	0,5297	2023
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,01561	0,4924	0,01561	0,4924	2023
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0666	3,2014	0,0666	3,2014	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,00273	0,0861	0,00273	0,0861	2023



<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0018	0,0819	0,0018	0,0819	2023
<b>(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,064	3,0783	0,064	3,0783	2023
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	1,3193	0,0418	1,3193	2023
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2645	12,8056	0,2645	12,8056	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	1,3193	0,0418	1,3193	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0105	0,3298	0,0105	0,3298	2023
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	16,2363	13,7731	16,2363	13,7731	2023
Накопительная емкость	0003	-	-	16,2363	13,7731	16,2363	13,7731	2023
Накопительная емкость	0004	-	-	16,2363	13,7731	16,2363	13,7731	2023
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,1547	7,3878	0,1547	7,3878	2023
Наливной стояк	0006	-	-	1,3991	17,0912	1,3991	17,0912	2023
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	6,0002	5,0899	6,0002	5,0899	2023



Накопительная емкость	0003	-	-	6,0002	5,0899	6,0002	5,0899	2023
Накопительная емкость	0004	-	-	6,0002	5,0899	6,0002	5,0899	2023
Наливной стояк	0006	-	-	0,5171	6,3161	0,5171	6,3161	2023
<b>(0602) Бензол (64)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0784	0,0665	0,0784	0,0665	2023
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0784	0,0665	0,0784	0,0665	2023
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0784	0,0665	0,0784	0,0665	2023
Наливной стояк	0006	-	-	0,0068	0,0825	0,0068	0,0825	2023
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0246	0,0209	0,0246	0,0209	2023
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0246	0,0209	0,0246	0,0209	2023
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0246	0,0209	0,0246	0,0209	2023
Наливной стояк	0006	-	-	0,0021	0,0259	0,0021	0,0259	2023
<b>(0621) Метилбензол (349)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0493	0,0418	0,0493	0,0418	2023
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0493	0,0418	0,0493	0,0418	2023
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0493	0,0418	0,0493	0,0418	2023
Наливной стояк	0006	-	-	0,0042	0,0518	0,0042	0,0518	2023
<b>(0703) Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,00000003	0,000002	0,00000003	0,000002	2023
<b>(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0004	0,0205	0,0004	0,0205	2023
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0002	0,00017	0,0002	0,00017	2023
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0002	0,00017	0,0002	0,00017	2023
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0002	0,00017	0,0002	0,00017	2023
Наливной стояк	0006	-	-	0,000017	0,000212	0,000017	0,000212	2023
<b>в том числе факелы</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,14288928	4,506156334	0,14288928	4,506156334	2023
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,023219508	0,732250404	0,023219508	0,732250404	2023



<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,1190744	3,755130278	0,1190744	3,755130278	2023
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	1,190744	37,55130278	1,190744	37,55130278	2023
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,0297686	0,93878257	0,0297686	0,93878257	2023
<b>Итого по организованным источникам:</b>		-	-	<b>71,87836</b>	<b>180,8185464</b>	<b>71,87836</b>	<b>180,8185464</b>	
<b>Неорганизованные источники</b>								
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Газовый сепаратор	6002	-	-	0,0522	1,6468	0,0522	1,6468	2023
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0201	0,633	0,0201	0,633	2023
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0095	0,298	0,0095	0,298	2023
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2023
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0076	0,2398	0,0076	0,2398	2023
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0036	0,1129	0,0036	0,1129	2023
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2023
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								



Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0000002	0,000008	0,0000002	0,000008	2023
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0000001	0,000004	0,0000001	0,000004	2023
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2023
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>		-	-	<b>0,14020</b>	<b>4,4209280</b>	<b>0,14020</b>	<b>4,4209280</b>	
<b>Всего по предприятию:</b>		-	-	<b>72,01856</b>	<b>185,2394744</b>	<b>72,01856</b>	<b>185,2394744</b>	



**Таблица 7.4.4 – Предварительные нормативы допустимых выбросов в период эксплуатации месторождения Ракушечное, январь-июнь 2024 г.**

Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию месторождение Ракушечное, ДППЭ, 2024 год								
Производство, цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ						год до-стиже-ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2024 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Организованные источники</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0961	1,5108	0,0961	1,5108	2024
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2048	4,9117	0,2048	4,9117	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0168	0,2641	0,0168	0,2641	2024
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,01561	0,2455	0,01561	0,2455	2024
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0666	1,5963	0,0666	1,5963	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,00273	0,0429	0,00273	0,0429	2024



<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0018	0,0408	0,0018	0,0408	2024
<b>(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,064	1,5349	0,064	1,5349	2024
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	0,6578	0,0418	0,6578	2024
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,2645	6,3852	0,2645	6,3852	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Печь подогрева нефти ПП-0,63	0001	-	-	0,0418	0,6578	0,0418	0,6578	2024
Дежурная горелка	0007	-	-	0,024096	0,378904781	0,024096	0,378904781	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0008	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0009	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0010	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0011	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0012	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0013	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0014	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
Печь подогрева нефти УН-0,2М	0015	-	-	0,0105	0,1645	0,0105	0,1645	2024
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	16,2363	6,4061	16,2363	6,4061	2024
Накопительная емкость	0003	-	-	16,2363	6,4061	16,2363	6,4061	2024
Накопительная емкость	0004	-	-	16,2363	6,4061	16,2363	6,4061	2024
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,1547	3,6838	0,1547	3,6838	2024
Наливной стояк	0006	-	-	1,3991	7,9494	1,3991	7,9494	2024
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)</b>								



Накопительная емкость	0002	-	-	6,0002	2,3674	6,0002	2,3674	2024
Накопительная емкость	0003	-	-	6,0002	2,3674	6,0002	2,3674	2024
Накопительная емкость	0004	-	-	6,0002	2,3674	6,0002	2,3674	2024
Наливной стояк	0006	-	-	0,5171	2,9377	0,5171	2,9377	2024
<b>(0602) Бензол (64)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0784	0,0309	0,0784	0,0309	2024
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0784	0,0309	0,0784	0,0309	2024
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0784	0,0309	0,0784	0,0309	2024
Наливной стояк	0006	-	-	0,0068	0,0384	0,0068	0,0384	2024
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0246	0,0097	0,0246	0,0097	2024
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0246	0,0097	0,0246	0,0097	2024
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0246	0,0097	0,0246	0,0097	2024
Наливной стояк	0006	-	-	0,0021	0,0121	0,0021	0,0121	2024
<b>(0621) Метилбензол (349)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0493	0,0194	0,0493	0,0194	2024
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0493	0,0194	0,0493	0,0194	2024
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0493	0,0194	0,0493	0,0194	2024
Наливной стояк	0006	-	-	0,0042	0,0241	0,0042	0,0241	2024
<b>(0703) Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,00000003	0,000001	0,00000003	0,000001	2024
<b>(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)</b>								
Газопоршневая электростанция АГП-200	0005	-	-	0,0004	0,0102	0,0004	0,0102	2024
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								
Накопительная емкость	0002	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2024
Накопительная емкость	0003	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2024
Накопительная емкость	0004	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2024
Наливной стояк	0006	-	-	0,000017	0,000099	0,000017	0,000099	2024
<b>в том числе факелы</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,1156608	1,818742948	0,1156608	1,818742948	2024
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,01879488	0,295545729	0,01879488	0,295545729	2024



<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,096384	1,515619123	0,096384	1,515619123	2024
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,96384	15,15619123	0,96384	15,15619123	2024
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Дежурная горелка	0007	-	-	0,024096	0,378904781	0,024096	0,378904781	2024
<b>Итого по организованным источникам:</b>		-	-	<b>71,59144271</b>	<b>82,95034381</b>	<b>71,59144271</b>	<b>82,95034381</b>	
<b>Неорганизованные источники</b>								
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Газовый сепаратор	6002	-	-	0,0522	0,8211	0,0522	0,8211	2024
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0201	0,3156	0,0201	0,3156	2024
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0095	0,1486	0,0095	0,1486	2024
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0043	0,1351	0,0043	0,1351	2024
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)</b>								
Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0076	0,1196	0,0076	0,1196	2024
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0036	0,0563	0,0036	0,0563	2024
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0016	0,0512	0,0016	0,0512	2024
<b>(1715) Метантиол (Метилмеркаптан) (339)</b>								



Нефтегазосепаратор	6001	-	-	0,0000002	0,000004	0,0000002	0,000004	2024
Дренажная емкость	6003	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 206	6004	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 230	6005	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 119	6006	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 122	6007	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 21	6008	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 115	6009	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 219	6010	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
Площадка скважины 220	6011	-	-	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2024
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>		-	-	<b>0,1402011</b>	<b>2,951622</b>	<b>0,1402011</b>	<b>2,951622</b>	
<b>Всего по предприятию:</b>		-	-	<b>71,73164381</b>	<b>85,90196581</b>	<b>71,73164381</b>	<b>85,90196581</b>	



## **7.5 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

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

При реализации проектных решений на месторождении Ракушечное предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию, подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
- снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;



- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

## **7.6 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)**

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении Ракушечное являются:

- ❖ пыльные бури;
- ❖ штормовой ветер;
- ❖ штиль;
- ❖ температурная инверсия;
- ❖ высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.



При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК. Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

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

Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40 %:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;



- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы на 40-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ;
- при разрушении трубопровода требуется немедленное отсечение аварийного участка, и поджог выбрасываемой смеси;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

## 7.7 Предварительная оценка воздействия на атмосферный воздух

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (раздел 6.3 данного Отчета), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Ракушечное будет следующим:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта;
- ❖ временной масштаб воздействия – продолжительный (3) – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к



нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.



## 8 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

### 8.1 Характеристика водопотребления и водоотведения

#### Водопотребление

В районе месторождения Ракушечное отсутствуют поверхностные и подземные источники воды питьевого качества, поэтому для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе.

Вода будет использоваться:

- ❖ в питьевых и хозяйствственно-бытовых целях (влажной уборки производственных и бытовых помещений, стирки спецодежды и др.);
- ❖ для производственных нужд: приготовление бурового раствора, обслуживание транспорта и спецсредств, задействованных при проведении буровых работ, противопожарные нужды и т.д.

*Питьевая (пресная) вода* доставляется автоцистернами с водонасосной станции и поступает в системы водоснабжения месторождения и вахтовых поселков.

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

*Привозная бутилированная питьевая вода* поставляется на месторождение на платной основе. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» и Техническим регламентом «Требования к безопасности питьевой воды, расфасованной в емкости», утвержденным Постановлением Правительства РК от 09.06.2008 №551.

#### Водоотведение



В результате жизнедеятельности персонала, на месторождении Ракушечное образуются следующие сточные воды:

- ❖ хозяйствственно-бытовые;
- ❖ производственно-ливневые.

*Хозяйственно-бытовые сточные воды* образуются в результате удовлетворения бытовых потребностей рабочего персонала.

*Производственно-ливневые сточные воды* представлены водами, образующимися в процессе работ промысла и ливневыми стоками. Система производственно-ливневой канализации предназначена для сбора дождевых вод с технологической площадки с твердым покрытием и с обвалованных участков технологических резервуаров через дождеприёмные колодцы и приямки.

На месторождении Ракушечное все производственные стоки, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций (ремонтные работы, дренаж оборудования), собираются в подземную металлическую емкость, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией на договорной основе.

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образующиеся в процессе бытовой деятельности, собираются в септике объёмом 11 м<sup>3</sup> и по мере накопления вывозятся спецавтотранспортом для утилизации на договорной основе и сдаются на очистные сооружения.

Сброса хозяйственно-бытовых сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

В связи с вывозом производственных вод для утилизации сторонними предприятиями мониторинг эмиссий - наблюдения за объектами и качеством этих видов сточных вод на объектах ТОО «CaspiOilGas» не предусматривается.

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

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

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственные нужды – 0,12 м<sup>3</sup>/сутки на человека;



- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м<sup>3</sup> на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м<sup>3</sup> на 1 кг сухого белья;
- количество работающего персонала – 40 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на территории месторождения Ракушечное на период пробной эксплуатации представлены в таблице 8.1.1.

**Таблица 8.1.1 – Планируемое расчетное водопотребление**

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м <sup>3</sup> /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /год
<b>2021 год (сентябрь-декабрь)</b>							
Хозбытовые нужды	1 житель	40	0,12	4,8	585,6	4,8	585,6
Столовая	3 условных блюда в сутки	40	0,012	1,44	175,68	1,44	175,68
Прачечная	1кг сухого белья	40	0,04	1,6	195,2	1,6	195,2
<b>Всего:</b>				<b>7,84</b>	<b>956,48</b>	<b>7,84</b>	<b>956,48</b>
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,392	47,824	0,392	47,824
<b>Итого:</b>				<b>8,232</b>	<b>1004,304</b>	<b>8,232</b>	<b>1004,304</b>
<b>2022 год</b>							
Хозбытовые нужды	1 житель	40	0,12	4,8	1752	4,8	1752
Столовая	3 условных блюда в сутки	40	0,012	1,44	525,6	1,44	525,6
Прачечная	1кг сухого белья	40	0,04	1,6	584	1,6	584
<b>Всего:</b>				<b>7,84</b>	<b>2861,6</b>	<b>7,84</b>	<b>2861,6</b>
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,392	143,08	0,392	143,08
<b>Итого:</b>				<b>8,232</b>	<b>3004,68</b>	<b>8,232</b>	<b>3004,68</b>
<b>2023 год</b>							
Хозбытовые нужды	1 житель	40	0,12	4,8	1752	4,8	1752
Столовая	3 условных блюда в сутки	40	0,012	1,44	525,6	1,44	525,6
Прачечная	1кг сухого белья	40	0,04	1,6	584	1,6	584
<b>Всего:</b>				<b>7,84</b>	<b>2861,6</b>	<b>7,84</b>	<b>2861,6</b>
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,392	143,08	0,392	143,08
<b>Итого:</b>				<b>8,232</b>	<b>3004,68</b>	<b>8,232</b>	<b>3004,68</b>
<b>2024 год (январь-июнь)</b>							
Хозбытовые нужды	1 житель	40	0,12	4,8	873,6	4,8	873,6
Столовая	3 условных блюда в сутки	40	0,012	1,44	262,08	1,44	262,08
Прачечная	1кг сухого белья	40	0,04	1,6	291,2	1,6	291,2
<b>Всего:</b>				<b>7,84</b>	<b>1426,88</b>	<b>7,84</b>	<b>1426,88</b>
Непредвиденные	-	-	-	0,392	71,344	0,392	71,344



расходы, 5%							
<b>Итого:</b>				<b>8,232</b>	<b>1498,224</b>	<b>8,232</b>	<b>1498,224</b>

Во второй половине 2022 года планируется бурение 2-х оценочных скважин (231, 232), не участвующих в пробной эксплуатации. Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

## **8.2 Мероприятия по защите поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения**

Целями водного законодательства Республики Казахстан являются достижение и поддержание экологически безопасного и экономически оптимального уровня водопользования и охраны водного фонда для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды.

В процессе разработки должны выполняться мероприятия, исключающие загрязнение акватории и прилегающей береговой зоны Каспийского моря сточными водами, строительными отходами, мусором и токсичными веществами. С этой целью рабочие площадки оборудуются системами сбора хозяйствственно-бытовых и производственных сточных вод с вывозом их на очистные сооружения.

С целью снижения отрицательного воздействия на водные ресурсы и предотвращения неблагоприятных экологических последствий рекомендуется проведение мероприятий, включающих профилактические работы, обеспечивающие безаварийную работу оборудования. Особое внимание при этом должно быть обращено на оборудование, которое акумулирует значительное количество сырья – трубопроводы, резервуары и технологические емкости.

С целью минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием поверхностных вод с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения;
- консервация или полная ликвидация находящихся на суше источников загрязнения, продолжающих оказывать негативное воздействие на водные объекты;



- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

### **8.3 Оценка воздействия и анализ последствий возможного загрязнения поверхностных и подземных вод**

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

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



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

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

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

Одним из основных критериев оценки современного состояния подземных вод является их защищенность от внешнего воздействия, то есть перекрытость водоносного горизонта слабопроницаемыми отложениями, препятствующими проникновению в них загрязняющих веществ с поверхности земли. Защищенность зависит от многих факторов, одним из которых является техногенный, обусловленный условиями нахождения загрязняющих веществ на поверхности земли (условия хранения отходов на полигонах и в накопителях и т.д.) и как следствием этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

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

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

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



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

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

Основные факторы воздействия на воды Каспийского моря при реализации проектных решений можно выделить:

- утечки различных жидкых стоков и ГСМ, и попадание их в воды моря;
- загрязнение почвенного покрова и подземных вод нефтепродуктами и горючесмазочными материалами, а, следовательно, по подземному стоку происходит загрязнение морской воды и донных отложений;
- попадание в воду строительного мусора.

Однако такое возможно только при аварийных ситуациях, при неисправностях строительной техники и автотранспорта. Вся эксплуатируемая техника будет проходить постоянное техническое обслуживание. Сбор сточных вод будет производиться в емкости, вывоз осуществляться подрядчиком по договору по мере заполнения.

Месторождение Ракушечное расположено на территории, которая относится к району с максимальной высотой нагонов 1,21 метров. Вероятность подтопления проектируемых и существующих объектов минимальна, ввиду их нахождения на значительном расстоянии. В зоне подтопления, на территории подверженной сгонно-нагонным явлениям на месторождении Ракушечное объектов нет. Кроме того, в настоящем проекте буровые и другие работы на водных объектах, а также в природоохранной зоне Каспийского моря, которая составляет 2 км, не предусматриваются.

Ориентировочное расстояние от существующих скважин №206 и 230 до береговой линии Каспийского моря составляет более 11 километров. Таким образом, учитывая удаленность объектов месторождения от береговой зоны Каспийского моря, можно отметить, что пробная эксплуатация верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное не окажет значительного влияния поверхностные воды.



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

Пользование поверхностными и подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде на месторождении Ракушечное настоящим проектом не предполагается.

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

В целом, на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюорских отложений месторождения Ракушечное при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на поверхностные и подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на водные ресурсы можно оценить как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – продолжительный (3) – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Ракушечное присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.



## 9 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

### 9.1 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

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

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при сооружении и эксплуатации нефтегазовых объектов:

- ❖ внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- ❖ инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- ❖ работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- ❖ конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- ❖ обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;
- ❖ обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- ❖ обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- ❖ использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- ❖ предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию, особенно при подземном хранении нефти, газа, конденсата



- или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов, сбросе сточных вод в недра;
- ❖ обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
  - ❖ выполнение противокоррозионных мероприятий;
  - ❖ предотвращения загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
  - ❖ проведение мониторинга недр на месторождении.

Организационные мероприятия включают тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

## 9.2 Оценка воздействия на недра

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

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

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



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

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

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

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием разработки месторождения, особенно за передвижением контуров нефтегазовоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Работа добывающих скважин должна вестись на установленных технологических режимах. Так как добывающие и нагнетательные скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин –



эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

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

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – продолжительный (3) – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, имеет место, когда превышенны допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды.

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



## 10 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ

### 10.1 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении Ракушечное необходимо внедрение следующих мероприятий:

- инвентаризация и ликвидация бесхозяйных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;
- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель.

### 10.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров



К основным факторам негативного потенциального воздействия при пробной эксплуатации месторождения Ракушечное на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

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

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

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

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

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

**Загрязнение почв.** Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками



загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

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

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

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

Влияние проектируемых работ на почвенные ресурсы можно оценить как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – продолжительный (3) – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.



Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

### **10.3 Рекультивация земель**

В соответствии со ст.238 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. «Недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания разработки месторождения должны быть проведены рекультивационные мероприятия. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется.

Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;



- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35 °C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.



## 11 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ

### 11.1 Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.



## 11.2 Характеристика воздействия на растительные сообщества

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

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

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

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

2. Дорожная дигressия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и



др. Растворимый покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

***Характеристика воздействия пробной эксплуатации верхнеюрского горизонта месторождения Ракушечное на морскую биологическую среду.***

Нефть и нефтепродукты, поступающие в водные объекты, пагубно действуют на водные элементы экосистемы. Снижение биологической продуктивности связано с нарушением энерго, тепло, газообмена между морем и атмосферой. При интенсивном загрязнении и образовании на поверхности воды нефтяной пленки проникновение кислорода из атмосферы уменьшается. Содержание растворенного кислорода уменьшается тем больше, чем выше концентрация нефти. Нефтяная пленка, как экран, препятствует проникновению солнечных лучей в толщу воды, тем самым замедляется процесс фотосинтеза и нарушается восстановление запасов кислорода.

Присутствие нефти и нефтепродуктов не только изменяет цвет, кислотность, вкус и запах воды, а главное оказывает токсическое влияние на обитающие в водоемах организмы. Вредное влияние нефти обусловлено как самой нефтью, так и продуктами ее химического и микробиологического окисления. Токсичность нефти и ее компонентов проявляется даже в малых концентрациях. Даже незначительные количества оказывают отрицательное влияние на флору и фауну, а особенно на промышленноважные гидробионты. Необходимо подчеркнуть, что восстановление морских организмов и экосистем после разливов нефти происходит крайне медленно (до 5-15 лет). Оно зависит от условий разлива, типа и количества разлитой нефти, интенсивности физических, химических, геологических и биологических процессов, приводящих к диспергированию и разложению нефти.

Эмульгированная нефть накапливается в морских организмах (особенно в моллюсках за счет их фильтрационного питания), а также используется в качестве пищевого субстрата для нефтеокисляющих бактерий, которые способны быстро разлагать диспергированные в толще воды углеводороды. В результате этих многофакторных и взаимосвязанных процессов разлитая в море нефть распределяется на агрегатные фракции, включая поверхностные пленки, растворенные и взвешенные формы, эмульсии, осажденные на дно твердые и вязкие компоненты и аккумулированные в организмах соединения.

Ориентировочное расстояние от скважин №206 и 230 до береговой линии Каспийского моря составляет более 11 километров. Вероятность подтопления проектируемых и существующих объектов минимальна, ввиду их нахождения на значительном расстоянии от береговой зоны. В зоне подтопления, на территории



подверженной сгонно-нагонным явлениям на месторождении Ракушечное объектов нет. Кроме того, в настоящем проекте буровые и другие работы на водных объектах, а также в природоохранной зоне Каспийского моря, которая составляет 2 км, не предусматриваются. При реализации проектных решений на месторождении Ракушечное сброс сточных вод в Каспийское море не предусматривается. Разливы и попадание в водную среду нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов возможны только при аварийных ситуациях, но данный фактор воздействия при соблюдении техники безопасности маловероятен. Таким образом, учитывая удаленность объектов месторождения от береговой зоны Каспийского моря, можно отметить, что пробная эксплуатация продуктивного горизонта верхнеюрских отложений месторождения Ракушечное не окажет значительного влияния на морскую биологическую среду района.

Влияние проектируемых работ на растительность можно оценить как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – продолжительный (3) – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.



## 12 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

### 12.1 Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира

Воздействие на животный мир в процессе разработки месторождения Ракушечное можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пресекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать Мангистаускую областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;



- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

## **12.2 Характеристика воздействия на животный мир**

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

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

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

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

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- ❖ механическое воздействие при строительных и дорожных работах;
- ❖ временная или постоянная утрата мест обитания;
- ❖ химическое загрязнение почв и растительности;



- ❖ причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно оказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на месторождении и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности конденсатом, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Наличие на рассматриваемой территории природно-очаговых и паразитарных инфекций потребует проведения соответствующих санитарно-эпидемиологических и профилактических мероприятий, обеспечивающих ограничение природных резервуаров инфекций и их влияние на состояние здоровья населения на данной территории.

#### ***Воздействие пробной эксплуатации верхнеюрского горизонта месторождения Ракушечное на ихтиофауну.***

Месторождение Ракушечное расположено на территории, которая относится к району с максимальной высотой нагонов 1,21 метров. Вероятность подтопления проектируемых и существующих объектов минимальна, ввиду их нахождения на значительном расстоянии. В зоне подтопления, на территории подверженной сгонно-нагонным явлениям на месторождении Ракушечное объектов нет. Кроме того, в настоящем проекте буровые и другие работы на водных объектах, а также в природоохранной зоне Каспийского моря, которая составляет 2 км, не предусматриваются.

Ориентировочное расстояние от скважин №206 и 230 до береговой линии Каспийского моря составляет более 11 километров. Таким образом, учитывая удаленность объектов месторождения от береговой зоны Каспийского моря, можно отметить, что пробная эксплуатация верхнеюрского горизонта месторождения Ракушечное не окажет значительного влияния на ихтиофауну района.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и



косвенные. *Прямые воздействия* обусловливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных. *Косвенные воздействия* обусловливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – продолжительный (3) – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 18 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.



## 13 УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

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

Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

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

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается тип, количество,



характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

Хранение отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

### **13.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления**

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении Ракушечное ТОО «CaspiOilGas» налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

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

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

Технологические решения по обращению с отходами ТОО «CaspiOilGas» представлены в таблице 13.1.1.

**Таблица 13.1.1 – Технологические решения по обращению с отходами ТОО «CaspiOilGas»**

Наименование отхода	Категория опасности отхода	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	Опасные	Временно хранятся в отдельном помещении с ограниченной доступностью в герметизированной таре (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторы)	Опасные	Временно размещаются в специально отведенных местах с последующей передачей на переработку в специализированную организацию. Срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиями ст.320 п.2-1 ЭК РК.



Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытираания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	Опасные	Временно собирается на специальных площадках в металлические контейнеры (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Масляные фильтры (отработанные масляные фильтры)	Опасные	Временно собираются в специальные контейнеры (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	Опасные	Собираются в герметичные емкости и используются для собственных нужд, на доливку в двигатели автотехники и смазки нефтяного оборудования.
Нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (нефтешлам)	Опасные	Временно собирается в специальные металлические емкости (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Водные жидкые отходы, содержащие опасные вещества (отходы обратной промывки скважин (ООПС))	Опасные	Временно собираются в специальные металлические емкости (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Донные шламы (асфальто-смолисто-парафиновые вещества (АСПО))	Опасные	Сбор производится в специальные металлические емкости (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Черные металлы (металломолом)	Неопасные	Временно накапливаются на гидроизолированных огражденных площадках в металлические контейнеры (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	Неопасные	Временно накапливаются в металлические контейнеры (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.
Отработанные шины (отработанные автомобильные шины)	Неопасные	Временно размещаются в специально отведенных местах с последующей передачей на переработку в специализированную организацию. Срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиями ст.320 п.2-1 ЭК РК.
Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы)	Неопасные	Временное хранение происходит в контейнерах на специально отведенных площадках (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующей передачей на переработку в специализированную организацию.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их



сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Ракушечное являются:

#### ***Черные металлы (металлолом)***

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение предусмотрено на открытой гидроизолированной огражденной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе.

Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит:

- ✓ Сентябрь-декабрь 2021 г. – 0,33 т/период;
- ✓ 2022 год – 1 т/год;
- ✓ 2023 год – 1 т/год;
- ✓ Январь-июнь 2024 г. – 0,5 т/период.

Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

#### ***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)***

Данный вид отхода образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления вывозится и утилизируется специализированной организацией на договорной основе.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где  $M_0$  – поступающее количество ветоши, 0,4 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масел,  $M = 0,12 * M_0$ ;

$W$  – нормативное содержание в ветоши влаги,  $W = 0,15 * M_0$ ;

$$M = 0,12 * 0,4 = 0,048$$

$$W = 0,15 * 0,4 = 0,06$$



Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,4 + 0,048 + 0,06 = \mathbf{0,508 \text{ т/год.}}$$

Количество промасленной ветоши, образующейся в процессе производственных работ на месторождении в рассматриваемые периоды, ориентировочно составит:

- ✓ Сентябрь-декабрь 2021 г. – 0,169 т/период;
- ✓ 2022 год – 0,508 т/год;
- ✓ 2023 год – 0,508 т/год;
- ✓ Январь-июнь 2024 г. – 0,254 т/период.

#### *Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)*

Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Данный вид отходов образуется вследствие исчерпания ресурса времени работы.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_{Tp},$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт/год;

n – количество работающих ламп (80 шт.);

T – время работы лампы в году (5004 час);

T<sub>Tp</sub> – нормативный срок службы лампы, час. (10000 час);

Средний вес одной лампы – 215 гр.

$$N = 80 * 5004 / 10000 = 40 \text{ шт/год.}$$

Масса отработанных ламп составит 0,009 т/год.

Количество отработанных люминесцентных ламп, образующихся в процессе производственных работ на месторождении в рассматриваемые периоды, ориентировочно составит:

- ✓ Сентябрь-декабрь 2021 г. – 0,003 т/период;
- ✓ 2022 год – 0,009 т/год;
- ✓ 2023 год – 0,009 т/год;
- ✓ Январь-июнь 2024 г. – 0,0045 т/период.

#### *Отходы сварки (огарки сварочных электродов)*

Данные отходы собираются в металлические контейнеры и по мере накопления вывозятся и утилизируются специализированной организацией на договорной основе.

Количество образования огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{ocst} * a, \text{ где:}$$



Мост – фактический расход электродов, - 0,384 т/год;

α – остаток электрода 0,015.

$$N = 0,384 * 0,015 = \mathbf{0,0058} \text{ т/год}$$

Количество огарков сварочных электродов, образующихся в процессе производственных работ на месторождении в рассматриваемые периоды, ориентировочно составит:

- ✓ Сентябрь-декабрь 2021 г. – 0,0019 т/период;
- ✓ 2022 год – 0,0058 т/год;
- ✓ 2023 год – 0,0058 т/год;
- ✓ Январь-июнь 2024 г. – 0,0029 т/период.

#### ***Смешанные коммунальные отходы (твёрдые бытовые отходы (ТБО))***

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в герметичную тару в отдельном помещении, и по мере накопления передаются специализированной организации на договорной основе.

Количество образования отходов определяется по формуле:

$$M = P * M^* \rho;$$

где:

P – норма накопления отходов на одного человека в год, м<sup>3</sup>/год;

M – ориентировочная численность персонала – 40 человек;

ρ – плотность ТБО, т/м<sup>3</sup>

$$M = 40 * 0,3 * 0,25 = \mathbf{3,0} \text{ т/год.}$$

Количество смешанные коммунальных отходов (ТБО), образующихся в процессе производственных работ на месторождении в рассматриваемые периоды, ориентировочно составит:

- ✓ Сентябрь-декабрь 2021 г. – 1,0 т/период;
- ✓ 2022 год – 3,0 т/год;
- ✓ 2023 год – 3,0 т/год;
- ✓ Январь-июнь 2024 г. – 1,5 т/период.

В таблице 13.1.2 представлены результаты предварительных расчетов объема образования отходов производства и потребления на месторождении Ракушечное в период пробной эксплуатации.

**Таблица 13.1.2– Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Ракушечное**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
2021 год (сентябрь-декабрь)		



<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5039</b>
<b>в том числе отходов производства</b>	<b>0,0</b>	<b>0,5039</b>
<b>отходов потребления</b>	<b>0,0</b>	<b>1,0</b>
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,003
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытираания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,169
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы)	0,0	1,0
Черные металлы (металлолом)	0,0	0,33
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,0019
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-
<b>2022 год</b>		
<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>4,5228</b>
<b>в том числе отходов производства</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5228</b>
<b>отходов потребления</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,009
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытираания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,508
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы)	0,0	3,0
Черные металлы (металлолом)	0,0	1,0
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,0058
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-
<b>2023 год</b>		
<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>4,5228</b>
<b>в том числе отходов производства</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5228</b>
<b>отходов потребления</b>	<b>0,0</b>	<b>3,0</b>
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,009
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытираания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,508
<i>Неопасные отходы</i>		



Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы)	0,0	3,0
Черные металлы (металлолом)	0,0	1,0
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,0058
<i>Зеркальные</i>		
-		
<b>2024 год (январь-июнь)</b>		
<b>Всего</b>	<b>0,0</b>	<b>2,2614</b>
<b>в том числе отходов производства</b>	<b>0,0</b>	<b>0,7614</b>
<b>отходов потребления</b>	<b>0,0</b>	<b>1,5</b>
<i>Опасные отходы</i>		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (отработанные люминесцентные лампы)	0,0	0,0045
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытираания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,254
<i>Неопасные отходы</i>		
Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы)	0,0	1,5
Черные металлы (металлолом)	0,0	0,5
Отходы сварки (огарки сварочных электродов)	0,0	0,0029
<i>Зеркальные</i>		
-		

Во второй половине 2022 года планируется бурение 2-х оценочных скважин (231, 232), не участвующих в пробной эксплуатации. Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на месторождении Ракушечное ТОО «CaspiOilGas» принципами управления отходами.

На территории месторождения Ракушечное нет полигонов для хранения и утилизации отходов. Все отходы временно складируются в специальные емкости, контейнеры, отдельные помещения или площадки и по мере накопления вывозятся на полигоны подрядных организаций в соответствии с заключенными договорами.

Повторное использование образующихся отходов на предприятии не предусмотрено, кроме отработанного масла. Отработанные моторные масла, собранные с автотранспорта, используются для собственных нужд на доливку в двигатели автотехники и смазки нефтяного оборудования – насосов и др.



В связи с отсутствием на месторождении собственного полигона для размещения отходов и вывозом всех отходов специализированными фирмами мониторинг воздействия накопителей отходов на состояние компонентов природной среды не предусматривается.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

### **13.2 Программа управления отходами**

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления для ТОО «CaspiOilGas» была разработана Программа управления отходами, на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

**Цель «Программы управления отходами»** заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

**Задачи Программы** – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов.

Этапы технологического цикла отходов на объектах ТОО «CaspiOilGas» месторождения Ракушечное – от их образования до удаления или захоронения следующие:

**1. Образование.** Основной деятельностью ТОО «CaspiOilGas» является добыча и подготовка нефтегазоконденсата на месторождении Ракушечное. Именно эти процессы являются основными источниками образования промышленных отходов. В процессе жизнедеятельности персонала образуются твердые бытовые отходы.

**2. Сбор и накопление.** В каждом подразделении ТОО «CaspiOilGas» сбор отходов производится раздельно, в соответствии с видом отходов, методами их утилизации, реализации, хранением и размещением отходов. Отходы собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

**3. Сортировка.** Для раздельного сбора отходов на предприятии имеются специальные маркированные контейнеры, которые окрашены в определенные цвета.



**4. Паспортизация.** На каждый вид отхода разработан паспорт отхода.

**5. Упаковка (маркировка).** Отходы размещаются в стандартных контейнерах или специальных емкостях в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями.

**6. Транспортирование.** По мере накопления тары производится вывоз отходов на полигоны подрядными организациями на договорной основе. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем, движение всех отходов регистрируется. Транспортировка отходов производится в специально оборудованных транспортных средствах с целью предотвращения загрязнения территории отходами по пути следования транспорта.

**7. Складирование.** Размещение отходов предприятия планируется в стандартных контейнерах или специальных емкостях с последующим вывозом на полигоны согласно заключенным договорам.

**8. Хранение.** Образующиеся отходы до вывоза по договорам временно хранятся в специализированных контейнерах, в герметичных емкостях на территории предприятия.

**9. Удаление.** Повторное использование образующихся на предприятии отходов не предусмотрено, кроме отработанного масла. По мере образования и накопления отходы вывозятся на полигоны подрядными организациями в соответствии с заключенными договорами. Отработанные масла используются для собственных нужд, на доливку в двигатели автотехники и смазки нефтяного оборудования.

Оптимальным видом рационального подхода в обращении с отходами предприятия является обеспечение полноты сбора образующихся отходов в целях их последующей утилизации и/или передачи специализированным предприятиям для захоронения, утилизации и переработки.

Реализация Программы осуществляется за счет финансовых средств ТОО «CaspiOilGas».

### **13.3 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

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

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;



- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

### **13.4 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления**

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.



Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем, по мере накопления, вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на месторождении Ракушечное в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Таким образом, разработанная система управления отходами на месторождении Ракушечное должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды незначительны, природа полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, присваивается категория воздействия **низкой значимости** (1-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.



## 14 ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ на производственных объектах, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как: шум, вибрация, электромагнитные излучения.

### 14.1 Шум

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, действующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Производственные работы на месторождении Ракушечное являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

Допустимые уровни звука согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г. приведены в таблице 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Допустимые уровни звука

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гГц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административнохозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55



Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медназначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

## 14.2 Вибрация

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

Воздействие оборудования, которое смонтировано на бетонных фундаментах, не будет превышать допустимые нормы.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.



Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Допустимые уровни вибрации согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г. представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

### 14.3 Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.



Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее снаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №169 от 28.02.2015 г. приведены в таблице 14.3.1.

**Таблица 14.3.1 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения**

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5(4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10(8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20(16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100(80)

Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на месторождении Ракушечное это: линии электропередач, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала соблюдаются все правила и требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

#### **14.4 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия**



При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

*Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:*

- соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований виробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

*Уровни электромагнитных полей* на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной



составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью  $\leq 30\%$ .

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – продолжительный (3) – продолжительность воздействия от 1 года до 3-х лет;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточна низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения на месторождении Ракушечное позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышаться установленные нормы.

В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны месторождения Ракушечное не ожидается.



## **15 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ**

В соответствии со статьей 182 п. 1 Экологического кодекса РК от 2 января 2021 г. № 400-VI ЗРК «Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль».

В соответствии с требованиями статьи 183 Экологического Кодекса РК производственный экологический контроль проводится на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

Целью производственного экологического контроля состояния окружающей среды является создание информационной базы, позволяющей осуществлять производственные и иные процессы на «экологически безопасном» уровне, а также решать весь комплекс природоохранных задач, возникающих в результате деятельности предприятия.

Программа производственного экологического контроля (ПЭК) на предприятии является основным информационным звеном в системе управления окружающей средой. В Программе ПЭК для объектов предприятия определяются основные направления и общая методология мониторинговых работ по компонентам окружающей среды: атмосферный воздух, водные ресурсы, сточные воды, управление отходами, почвы, растительный покров, животный мир и радиационная обстановка.

На этапе пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное мониторинг компонентов окружающей среды будет проводиться в общем комплексе мониторинговых исследований в рамках Программы ПЭК.

### **15.1 Мониторинг атмосферного воздуха**

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

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



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

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

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Ракушечное должны проводиться согласно утвержденной «Программы производственного экологического контроля для месторождения Ракушечное ТОО «CaspiOilGas»».

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Ракушечное рекомендуем возобновить проведение мониторинга состояния атмосферного воздуха по 5 точкам на границах санитарно-защитной зоны (СЗЗ) и участке ПГС (фоновая).

Контролируемые показатели: азота диоксид, серы диоксид, углерода оксид, углерод, метан, суммарные углеводороды С1-С10 и пыль. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

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

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха должна проводить организация на договорной основе, имеющей соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

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



## 15.2 Мониторинг поверхностных и подземных вод

Мониторинг качественного состояния водных ресурсов - система наблюдений за состоянием качества поверхностных и подземных вод.

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

### Подземные воды

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

Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения мониторинговых скважин. Периодичность контроля 1 раз в квартал.

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

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных и газовых месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- pH, сухой остаток;
- макрокомпонентный состав подземных вод (карбонаты, гидрокарбонаты, сульфаты, хлориды, натрий+калий, магний, кальций, фториды, фосфаты);
- жесткость общая;
- нефтепродукты (сумма);



- фенолы;
- азот аммонийный, азот нитритный, азот нитратный;
- СПАВ, ХПК;
- металлы (As, Cr, Cu, Cd, Co, Pb, Zn, Fe, Ni, Al).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в аккредитованных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

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

#### Поверхностные воды

При организации системы мониторинга одной из важных задач, является оценка состояния прибрежной зоны Каспийского моря, для решения которой необходима организация наблюдений за состоянием поверхностных вод и донных отложений.

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

Производственный мониторинг поверхностных вод и донных отложений должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля».

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

Контролируемые параметры в пробах донных отложений:

- концентрация ионов водорода (рН);
- нефтепродукты;
- содержание тяжелых металлов.

В пробах поверхностных (морских) вод в рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- водородный показатель (рН), сухой остаток;
- азот аммонийный, нитраты, нитриты, фосфаты;
- СПАВ, ХПК, БПК<sub>5</sub>, щелочность, прозрачность, температура;
- нефтепродукты;



- фенолы;
- тяжелые металлы.

Периодичность контроля поверхностных вод – 1 раз в квартал.

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

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

### **15.3 Рекомендации по изучению, контролю и оценке состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды)**

Комплекс мероприятий, осуществляемых в рамках мониторинга, предусматривает проведение периодических геодезических, геофизических, геохимических, гидрогеодинамических, гидродинамических, дистанционных, поверхностных и скважинных наблюдений. При этом определяется набор качественных и количественных показателей, наиболее полно характеризующих объекты мониторинга, их состояние и протекающие экзогенные и эндогенные природные и техногенные геологические процессы, а также устанавливается регламент проведения измерений. Для каждого месторождения устанавливается свой набор показателей, который наилучшим образом отвечает задачам мониторинга. Для каждого объекта мониторинга определяется регламент наблюдений.

В связи с этим, для месторождения Ракушечное разработаны этапы проведения мониторинга, первый этап которого заключен в создании банка данных на основе получаемых по месторождению геодезических, геохимических, гидродинамических, геофизических наблюдений.

1. Для решения задач *геодезического мониторинга*, на территории месторождения Ракушечное необходимо установить сеть пунктов (датчиков) на земной поверхности, высоты которых определить нивелированием, далее закрепить нивелирными марками и реперами. Проведение работ по нивелированию на месторождении, необходимо руководствоваться инструкцией по нивелированию I, II, III и IV классов: ГКИНП (ГНТА) -03-010-03, а также инструкцией по топографо-геодезическому обеспечению геологоразведочных работ. Для оценки напряженного состояния геологической среды, необходимы периодические геодезические наблюдения с приемниками регистрации сигналов систем НАВСТАР или



ГЛОНАСС. Повторные наблюдения на региональной сети пунктов проводятся 1-2 раза в год, а на зональной не реже 1 раза в месяц в случае развития аномальных сейсмодеформационных процессов. Расстояние между пунктами региональной сети – не более 10-15 км, между пунктами зональной сети - не более 5км.

**2. Геохимический мониторинг** необходим для наблюдения состава подпочвенной атмосферы, свободных и растворенных газов, состава, минерализации и дебита флюидов, качества нагнетаемой в пласт воды и попутных вод нефтегазоносных пластов. Геохимические методы исследования также позволяют разделять суммарную добывчу из скважин, совместно вскрывающих единой сеткой несколько пластов, для любых способов эксплуатации скважин, изучать процессы обводнения, солеобразования и гидратообразования, коррозии, образования эмульсий и т.д.

Наблюдения проводятся путем систематического отбора проб газа, воды и почв из источников, самоизливающихся скважин и скважин с устоявшимся уровнем.

Геохимические исследования подразделяются на следующие виды наблюдений:

- ✓ Метод фотоколориметрии;
- ✓ Определение в нефти содержания микрокомпонентов металлов;
- ✓ Изучение солевого состава добываемых вод.

Все вышеперечисленные методы геохимических наблюдении по контролю за разработкой месторождения Ракушечное, необходимо проводить на всей территории месторождения, согласно методического указания по проведению геохимических исследований.

**3. Гидродинамический мониторинг** включает регулярные повторные определения емкостно-фильтрационных свойств пластов-коллекторов, выработки запасов, технического состояния скважин, а также контроль состояния скважинного оборудования и физико-химические исследования нефти и газа.

В рамках мониторинга на месторождении Ракушечное проводятся гидродинамические исследования, замеры и обработка данных ведутся по следующим направлениям:

- ✓ Замер пластового и забойного давлений глубинным манометром;
- ✓ Запись КВД для определения фильтрационных характеристик пластов;
- ✓ Отбор устьевых проб;
- ✓ Определение динамического и статического уровня и динамометрирования;
- ✓ Шаблонирование труб НКТ и отбивка забоя.



Целью проведения данных видов работ является систематическое изучение текущего состояния разработки месторождения, определение фильтрационных характеристик пласта, оценка состояния призабойной зоны скважины, определение оптимального режима работы скважин и контроль энергетического состояния разрабатываемых горизонтов.

В результате собранных материалов, результатов гидродинамических исследований с начала эксплуатации месторождения Ракушечное, произведен анализ данных по характеру изменения пластового давления в процессе изменения добычи нефти на месторождении.

Гидродинамический мониторинг рекомендуется проводить при промышленной эксплуатации месторождения.

**4. Промыслово-геофизический мониторинг** осуществляется с целью уточнения положения выделенных коллекторов, определения характеристик насыщения, уточнения положения газонефтяных и водонефтяных границ, определения граничного значения пористости, коэффициента нефтенасыщенности. Исследования проводятся в подготавливаемых к эксплуатации, эксплуатационных и нагнетательных скважинах методами промысловой геофизики.

Методы промыслово-геофизических исследований и соответствующие комплексы методов ГИС для решения различных задач при контроле за разработкой месторождений УВС, приведены в многочисленной научной и специальной литературе. В этой связи методика ГИС будет уточнена с точки зрения необходимой сети наблюдения, цикличности наблюдения, необходимой точности определения изучаемых параметров.

Промыслово-геофизический мониторинг рекомендуется проводить при промышленной эксплуатации месторождения.

#### **15.4 Мониторинг почвенного покрова**

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

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

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



Производственный мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Сеть стационарных постов (пункты мониторинга почв) на месторождении Ракушечное должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (никель, медь, свинец, цинк, кобальт).

Для характеристики свойств, определяющих агропроизводственную ценность и устойчивость почв к техногенным нагрузкам, из почвенного разреза проводят отбор проб на общие химические анализы. Для общей физико-химической характеристики почв определяются следующие показатели: валовые формы основных элементов питания (азот, фосфор), карбонаты, рН, сульфаты, хлориды.

Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

В рамках проведения мониторинга почвенного покрова на месторождении Ракушечное рекомендуется возобновить исследование состояния почв.

## **15.5 Предложения по мониторингу растительного покрова**

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволяют охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных



экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном и в годовом отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

## **15.6 Предложения по мониторингу животного мира**

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени будут зависеть от характера техногенных нагрузок на места обитания животных при разработке месторождения. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих.



Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках не реже 1 раза в год. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

При проведении исследований выделяются наиболее чувствительные для животных участки месторождения, в отношении которых должны применяться особые меры по снижению антропогенной нагрузки.

При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенным в Красную Книгу Казахстана.



## 16 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

### 16.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период пробной эксплуатации надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 6.3 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Ракушечное сведена в таблицу 16.1.1.

Таблица 16.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Умеренная (3)	Средняя (18)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Умеренная (3)	Средняя (18)
Недра	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Сильная (4)	Средняя (24)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (2)
Физические факторы	Локальный (1)	Продолжительный (3)	Незначительная (1)	Низкая (3)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Умеренная (3)	Средняя (18)
Растительность	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Умеренная (3)	Средняя (18)
Животный мир	Ограниченный (2)	Продолжительный (3)	Умеренная (3)	Средняя (18)
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>Средняя (14,88)</b>

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное составляет 14,88 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных



изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Ракушечное при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

## 16.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное представлены в таблице 16.2.1.

**Таблица 16.2.1 – Компоненты социально-экономической среды**

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Ракушечное надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 6.3 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Мангистауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.



В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 16.2.2.

### **16.3 Оценка воздействия на культурно-бытовые, социально-экономические условия и здоровье населения**

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при пробной эксплуатации месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе пробной эксплуатации месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серобурьими солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий. В то же время, развитие нефтегазового комплекса является мощным стимулом, способствующим подъему уровня социально-экономического развития области.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Мангистауской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Ракушечное не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.



С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.



**Таблица 16.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений на м. Ракушечное**

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
<i><b>Социальная сфера</b></i>								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	Долговременное (+3)	Незначительное (+1)	-	-	-	+8	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Долговременное (-3)	Незначительное (-1)	-5	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Локальное (+2)	Долговременное (+3)	Умеренное (+3)	-	-	-	+8	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	<b>+11</b>	<b>высокое положительное</b>
<i><b>Экономическая сфера</b></i>								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Долговременное (+3)	Умеренное (+3)	-	-	-	+10	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Долговременное (-3)	Незначительное (-1)	-5	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Долговременное (+3)	Умеренное (+3)	-	-	-	+10	Высокое положительное
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	<b>+15</b>	<b>высокое положительное</b>



## 17 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

### 17.1 Понятия и определения

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период пробной эксплуатации продуктивного горизонта верхнеюорских отложений месторождения Ракушечное требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.



Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

## **17.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия**

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды - всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;



- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

Степень риска для каждого объекта месторождения зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу углеводородного сырья и выбросу в атмосферу природного и попутного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефтепродуктов не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.



Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- ❖ неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- ❖ осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- ❖ естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливающегося пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для окружающей среды при пробной эксплуатации верхнеюрского горизонта месторождения Ракушечное, связаны, как правило, со следующими процессами:

- ❖ выброс газа при разгерметизации технологического оборудования;
- ❖ неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- ❖ разливы химических реагентов и жидкостей;
- ❖ разлив углеводородной жидкости при транспортировке;
- ❖ аварии трубопроводных систем (коррозия и дефекты трубопроводов).

При аварийных разливах химреагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации скважин предусматриваются системы противовыбросового оборудования и другого оборудования, запорной арматуры, способной удерживать давление.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;



2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль над ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Строгое соблюдение проектных решений, применение современных технологий и трудовая дисциплина на рассматриваемом этапе пробной эксплуатации верхнеюорского горизонта месторождения Ракушечное, позволяют судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

### **17.3 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду**

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

#### *Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух*

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

#### *Воздействие возможных аварий на водные ресурсы*



Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

#### *Воздействие возможных аварий на недра*

При эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения, действующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стеки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространения сейсмических волн.

#### *Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров*

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефтепродуктов и конденсата;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.



## **17.4 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий**

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- ❖ меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- ❖ меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания ТОО «CaspiOilGas» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. Специалисты



компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- ✓ положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- ✓ план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- ✓ разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- ✓ разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- ✓ перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- ✓ программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- ✓ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ✓ использование новейших природосберегающих технологий;
- ✓ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ✓ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении Ракушечное, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществляют надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период пробной эксплуатации месторождения.

## 17.5 Безопасность жизнедеятельности

### 17.5.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель



людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала.

Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-В, а также иных нормативных правовых актов РК.

### ***17.5.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности***



К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системы охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;



- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противофонтанное предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья Мангистауской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Мангистауской области, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.



Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.



## **18 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

### **18.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников**

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при производственной деятельности на месторождении Ракушечное ТОО «CaspiOilGas» производит ежегодно по факту образования.

### **18.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде**

Платежи за размещение отходов производства и потребления ТОО «CaspiOilGas» будет производить ежегодно по факту образования.



## 19 ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Составитель отчета о возможных воздействиях готовит и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400-VI от 02.01.2021 г.
2. Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 18.09.2009 № 193-IV.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V;
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003.
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003.
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II.
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г.
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды. Приказ МООС РК от 24.04.07 г. № 119-п;
12. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
13. «Методика по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами» утвержден приказом Министра ООС от 24.02.2004 г. №61-П;
14. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», Самара, 2000.
15. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
16. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
17. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168;



18. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйствственно-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.
19. Рекомендации Института сейсмологии Республики Казахстан, п.5. «Временные требования к инженерно-геологической изученности месторождения с целью сохранения среды обитания и геологической среды», утвержденные ГКЗ РК от 12.06.95 г.
20. «Классификатор отходов», утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06.08.2021 г. № 314.
21. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
22. «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20.03.2015 года.
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 года.
24. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № КР ДСМ-97 от 26.06.19 г.
25. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра национальной экономики РК № 155 от 27.02.15 г.
26. СН РК 2.04-03-2011 «Защита от шума».
27. ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности», Москва, 1983 г.
28. ГОСТ 12.1.012-90. Вибрационная безопасность. Москва, 1990 г.
29. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
30. Методические указания по ведению оперативного мониторинга земель РК (Госкомзем, Алматы, 1995 г.).
31. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.



32. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
33. «Гигиенические нормативы к безопасности окружающей среды (почве)». Утверждены приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан № 452 от 25.06.2015.
34. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
35. Статистические данные по Мангистауской области.
36. «Информационный бюллетень о состоянии окружающей среды по Мангистауской области за июнь 2021 года» (выпуск № 7).



## СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение 1 – Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух
2. Приложение 2 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
3. Приложение 3 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний
4. Приложение 4 – Горный и геологический отводы месторождения Ракушечное
5. Приложение 5 - Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование



**ПРИЛОЖЕНИЕ 1**  
**Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух**



**Сентябрь-декабрь 2021 года**

Печь ПП-0,63						
Источники №0001						
Исходные данные:					Расчетные формулы:	
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан:		
Диаметр трубы	d	м	0,47	$\Pi_{\text{CO}} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Высота трубы	H	м	7	$\Pi_{\text{CH}_4} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	100			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	292800			
Расход газа на печь	B	кг/час	100,4	Диоксид азота:		
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004	$\Pi_{\text{NOx}} = Vr * C_{\text{NOx}}$		
Содержание серы		%	0			
Число горелок		шт.	1			
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0			
Время работы		час/год	2928			
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,1506	<b>0,0418</b>	<b>0,4410</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,4324	0,1201	1,2660
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					<b>0,0961</b>	<b>1,0128</b>
Оксид азота (NO)					<b>0,01561</b>	<b>0,1646</b>
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час						2639,7
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	
$Vr = 7.84 * \alpha * B * \mathcal{E}$						1402,7
$\alpha$ - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						0,3896
$\mathcal{E}$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,1
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup>						1,62
$C_{\text{NOx}} = 1.073(180+60b) * Qf / Qp * \alpha^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$						0,000308
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час						4781,9
$Qf = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$						
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа		Vcr/Vr				0,84
		Qf/Qp				1,8115
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с						<b>2,2469</b>
$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$						
Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.						



**Накопительная емкость  
Источники №№0002-0004**

<b>№</b>	<b>Наименование, формула</b>	<b>Обозн.</b>	<b>Ед. измерен.</b>	<b>Кол-во</b>	<b>Результат</b>
<b>п.п.</b>					
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	1667	
1.4	Максимальный объем паровоздушной смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	43,2	
1.5	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	60,0	
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	M	г/с		22,3887 16,2363 6,0002 0,0784 0,0493 0,0246 0,00020
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	G	т/год		3,6807 2,6692 0,9864 0,0129 0,0081 0,0040 0,00003
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст		388,50
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			74,40
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$			1,1
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$			1,10
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$			1,35
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n			34,72
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$ Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	V	$m^3/c$		0,0000280 0,000570

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.

Расчет выполнен на 1 емкость, всего - 3 ед.



Расчет выбросов от газопоршневой электростанции							
Источник № 0005							
Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Потребляемая мощность агрегата	PЭ	кВт	192				
Удельный расход газа	B	кг/час	48,192				
	b <sub>3</sub>	г/кВт*ч	9,6				
Расход газа за год	B <sub>год</sub>	т/год	205,780				
		м3/год	204960				
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2				
Высота выхлопной трубы	H	м	15				
Время работы	T	ч	2928				
Удельный вес газа	p	кг/м <sup>3</sup>	1,004				
Ингредиенты				Удельное выделение ЗВ		Выбросы	
				e <sub>i</sub> , г/кВт*час	q <sub>i</sub> , г/кг топлива	г/с	т/год
Оксид углерода (CO)				4,96	20,8	0,2645	4,2802
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )				4,8	20	0,2048	3,2925
Оксид азота (NO)				9,6	40	0,0666	1,0701
Углеводороды (C1-C5)				2,9	12	0,1547	2,4694
Сажа (C)				0,03	0,133	0,0018	0,0274
Формальдегид (CH <sub>2</sub> O)				0,008	0,03	0,0004	0,0069
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )				1,2	5	0,0640	1,0289
Бенз(а)пирен				0,0000006	0,00000275	0,0000003	0,0000006
Расчет отработавших газов (кг/сек) определяется по формуле: G <sub>ор</sub> =8.72*10 <sup>-6</sup> *b <sub>3</sub> *p <sub>3</sub>							0,0161
Объемный расход отработавших газов (м <sup>3</sup> /сек) определяется по формуле: Q <sub>ор</sub> =G <sub>ор</sub> /γ <sub>ор</sub>							0,0325
Удельный вес отработавших газов (кг/м <sup>3</sup> ) определяется по формуле: Y <sub>ор</sub> = Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> /(1+T <sub>ор</sub> /273)							0,4946
Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> -удельный вес отработавших газов при T=0°C, кг/м <sub>3</sub>							1,31
T <sub>ор</sub> - температура отработавших газов, °К							450
Средняя скорость газовоздушной смеси определяется по формуле, м/с: w = (4*O <sub>ор</sub> )/(3.14*d <sup>2</sup> )							1,034817235
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"							



**Наливной стояк**

**Источник №0006**

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен.	Кол-во	Результат
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	5000	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	9,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	°C	49,0	
1.6	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	100,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$	M	г/с	3,8587	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		г/с	<b>1,9293</b>	
	углеводороды предельные С1-С5	%	<b>72,52</b>	<b>1,3991</b>	
	углеводороды предельные С6-С10	%	<b>26,8</b>	<b>0,5171</b>	
	бензол	%	<b>0,35</b>	<b>0,006753</b>	
	толуол	%	<b>0,22</b>	<b>0,004245</b>	
	ксилол	%	<b>0,11</b>	<b>0,002122</b>	
	меркаптаны	%	<b>0,0009</b>	<b>0,000017</b>	
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж})$	G	т/год	9,1347	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		т/год	<b>4,5674</b>	
	углеводороды предельные С1-С5	%	<b>72,52</b>	<b>3,3122</b>	
	углеводороды предельные С6-С10	%	<b>26,8</b>	<b>1,2241</b>	
	бензол	%	<b>0,35</b>	<b>0,01599</b>	
	толуол	%	<b>0,22</b>	<b>0,01005</b>	
	ксилол	%	<b>0,11</b>	<b>0,005024</b>	
	меркаптаны	%	<b>0,0009</b>	<b>0,000041</b>	
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст	388,5	
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m		74,40	
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$		0,91	
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$		0,91	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$		0,70	
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$		1,00	
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$		1,00	
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$		1,35	
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n		62,50	
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$ Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	V	$m^3/s$	0,0000048	
		w	м/s	0,000098	

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Площадка: Месторождение Ракушечное. Сентябрь-декабрь 2021 г.

Источник: **0007**

Наименование: Дежурная горелка УПН

### 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

*Таблица процентного содержания составляющих смеси.*

*Состав смеси задавался в объемных долях.*

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	64.03	41.6639021	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	15.12	18.4406436	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	9.16	16.3830733	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	4.41	10.3964469	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.3	6.73071261	72.151	3.2210268
Азот(N2)	3.31	3.76118746	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.47	2.62403382	44.011	1.9648

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **24.6552348**

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: **1.004**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.198603$$

где ( $K_i$ ) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{36}$ , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.198603 * (30 + 273) / 24.6552348)^{0.5} = 351.1765574$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.0185**

Скорость истечения смеси  $W_{ucm}$ , м/с (3):

$$W_{ucm} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.0185 / (3.141592654 * 0.25^2) = 0.376878905$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0185 * 1.004 = 18.574$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к.  $W_{ucm} / W_{36} = 0.001073189 < 0.2$ , горение сажевое.

### 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

Массовое содержание углерода  $[C]_M$ , % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [neg]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 24.6552348) =$$

**74.15544872**

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[neg]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %: **0.2**;



величиной  $[neg]_o$  можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где  $YB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

<b>Код</b>	<b>Примесь</b>	<b>YB г/г</b>	<b>M г/с</b>
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.02	0.3714800
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0445776
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0072439
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0092870
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0371480

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 18.5740000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.1554487 + 2.6240338) - 0.3714800 - 0.0092870 - 0.0371480 = 50.53782755$$

где  $[CO2]_M$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{H2}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 64.03 + 152 * 15.12 + 218 * 9.16 + 283 * 4.41 + 349 * 2.3 + 56 * 0 = 11820.415$$

где  $[CH4]_o$  - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$  - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$  - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$  - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряется за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (24.6552348)^{0.5} = 0.238$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.068823703$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащей атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.068823703) = 12.98414599$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;



Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.98414599 = 13.98414599$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси  $C_{nc}$ , ккал/(м<sup>3</sup>\*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{n2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.4) = 1637.667852$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что 1500 <=  $T_o$  < 1800,  $C_{nc} = 0.39$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{n2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.39) = 1678.890105$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси  $V_I$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0185 * 13.98414599 * (273 + 1678.890105) / 273 = 1.849696152$$

Длина факела  $L_{\phi n}$ , м:

$$L_{\phi n} = 15 * d = 15 * 0.25 = 3.75$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_e = 3.75 + 18 = 21.75$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_\phi$ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 3.75 + 0.49 * 0.25 = 0.6475$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 1.849696152 / 0.6475^2 = 5.603050909$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 2928;

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.37148	3.915696384
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0445776	0.469883566
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00724386	0.076356079
0410	Метан (727*)	0.009287	0.09789241
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.037148	0.391569638
0380	Диоксид углерода	50.53782755	532.7091326



Источники №№0008, 0009, 0010, 0011 Печь подогрева УН-0,2М				
Исходные данные:		Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	<b>Оксид углерода и метан:</b>
Диаметр трубы	d	м	0,45	$\Pi_{CO}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Высота трубы	H	м	10,4	$\Pi_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	25,0	
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	73200	
Расход газа на печь	B	кг/час	25,1	
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004	<b>Диоксид азота:</b>
Содержание серы		%	0	$\Pi_{NOx}=Vr*C_{NOx}$
Число горелок		шт.	1	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0	
Время работы		час/год	2928	
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				
		кг/час	<b>г/с</b>	<b>т/год</b>
		0,03765	<b>0,0105</b>	<b>0,1102</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				
		кг/час	г/с	т/год
		0,0756	0,0210	0,2213
			<b>г/с</b>	<b>т/год</b>
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )			<b>0,0168</b>	<b>0,1770</b>
Оксид азота (NO)			<b>0,00273</b>	<b>0,0288</b>
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час				838
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:			<b>м<sup>3</sup>/час</b>	<b>м<sup>3</sup>/сек</b>
$Vr=7.84*\alpha*\mathcal{E}$			324,7	0,0902
$\alpha$ - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)				1,1
$\mathcal{E}$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)				1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup>				0,00023
$C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qf/Qp*\alpha^{0.5}*\mathcal{E}^{0.5}*Vcr/Vr*10^{-6}$				
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час				1106,9
$Qf=29.4*\mathcal{E}^2*B/n$				
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа	Vcr/Vr			0,87
	Qf/Qp			1,3209
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с				<b>0,5674</b>
$w=(4*Vr)/(3.14*d^2)$				
Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.				
Расчет выполнен на 1 печь, всего - 4 ед.				



Нефтегазосепаратор						
Источник № 6001						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	8		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	2928		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / Kд$	Пс	кг/час	0,004( 6080 * 8 / 1011) <sup>0.8</sup> / 0,89	0,0996	
			г/с	0,0996 * 1000 / 3600	0,0277	
			т/год	0,0996 / 1000 * 2928	0,2918	
	углеводороды C1-C5	72,52	%			0,0201
			г/с			0,2116
	углеводороды C6-C10	27,47	т/год			0,0076
			г/с			0,0801
	меркаптаны	0,0009	т/год			0,0000002
			г/с			0,000003

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

Расчет ВЗВ в атмосферу от газового сепаратора						
Источник № 6002						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	3		
1.3	Средняя молярная масса паров нефтепродуктов	Mп	г/моль	84		
1.4	Время работы	t	час	2928		
1.5	Средняя температура в аппарате	T	К	333		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,037 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} \sqrt{\frac{Mп}{T}}$	П	кг/час	0,037( 6080 * 3 / 1011) <sup>0.8</sup> * 0,5022	0,188	
			г/с	0,1880 * 1000 / 3600	0,0522	
			т/год	0,1880 / 1000 * 2928	0,5504	

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.



Расчет ВЗВ в атмосферу от дренажной емкости Источник № 6003						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		1,11		
1.4	Время работы	t	час	2928		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / K\delta$	Пс	кг/час	0,004 * 1000 * 25 / 1011 <sup>0.8</sup> / 1,11	0,0469	
			г/с	0,0469 * 1000 / 3600	0,0130	
			т/год	0,0469 / 1000 * 2928	0,1374	
	углеводороды C1-C5	72,52	г/с			0,0095
			т/год			0,0996
	углеводороды C6-C10	27,47	г/с			0,0036
			т/год			0,0377
	меркаптаны	0,0009	г/с			0,00000012
			т/год			0,0000012

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

Расчет ВЗВ в атмосферу от источников неорганизованных выбросов на скважине Источники №№6004, 6005, 6006, 6007						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Площадка скважин	
1	2	3	4	5	6	
1.	<b>Исходные данные:</b>					
	<b>Количество выбросов:</b>					
	запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1,83		
	фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0,08		
	запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5,83		
	фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0,2		
	<b>Нефть:</b>					
	Количество запорно-регулирующей арматуры	Пзра	шт			46
	Количество фланцевых соединений	Пф	шт			8
2.	<b>Расчет на одну скважину:</b>					
	Общие выбросы по площадкам:					
	$Y = n_{зра} * P_{зра} * 0.07 + n_{ф} * P_{ф} * 0.02$		мг/с			5,9054
			г/с			0,0059
	углеводороды C1-C5		т/год			0,1862
			г/с			0,0043
	Углеводороды C6-C10		т/год			0,1351
			г/с			0,0016
	меркаптаны		т/год			0,0512
			г/с			0,0000001
			т/год			0,0000017

Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39.142-00  
Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 4 ед.



**2022 год**

Печь ПП-0,63						
Источники №0001						
Исходные данные:					Расчетные формулы:	
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан:		
Диаметр трубы	d	м	0,47	$\Pi_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Высота трубы	H	м	7	$\Pi_{CH4} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	100			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	876000			
Расход газа на печь	B	кг/час	100,4	Диоксид азота:		
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004	$\Pi_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		
Содержание серы		%	0			
Число горелок		шт.	1			
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0			
Время работы		час/год	8760			
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,1506	<b>0,0418</b>	<b>1,3193</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,4324	0,1201	3,7875
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					<b>0,0961</b>	<b>3,0300</b>
Оксид азота (NO)					<b>0,01561</b>	<b>0,4924</b>
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час						2639,7
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	
$Vr = 7.84 * \alpha * B * \mathcal{E}$						1402,7
$\alpha$ - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						0,3896
$\mathcal{E}$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,1
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup>						1,62
$C_{NOx} = 1.073(180+60b) * Qf / Qp * \alpha^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$						0,000308
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час						4781,9
$Qf = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$						
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа		Vcr/Vr				0,84
		Qf/Qp				1,8115
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с						2,2469
$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$						
Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.						



### Накопительная емкость

#### Источники №№0002-0004

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен.	Кол-во	Результат
<b>1</b>	<b><u>Исходные данные:</u></b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	9533	
1.4	Максимальный объем паровоздушной смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	43,2	
1.5	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	60,0	
<b>2</b>	<b><u>Расчет:</u></b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	M	г/с		22,3887 16,2363 6,0002 0,0784 0,0493 0,0246 0,00020
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	G	т/год		21,0533 15,2679 5,6423 0,0737 0,0463 0,0232 0,00019
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст		388,50
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			74,40
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$			1,1
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$			1,10
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$			1,00
2.10	Коэффициент обрачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$			1,35
2.11	Годовая обрачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n			198,61
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$ Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$	V	$m^3/c$		0,0000280 0,000570
	Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.				
	Расчет выполнен на 1 емкость, всего - 3 ед.				



Расчет выбросов от газопоршневой электростанции							
Источник № 0005							
Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Потребляемая мощность агрегата	PЭ	кВт	192				
Удельный расход газа	B	кг/час	48,192				
	b <sub>3</sub>	г/кВт*ч	9,6				
Расход газа за год	B <sub>год</sub>	т/год	615,653				
		м3/год	613200				
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2				
Высота выхлопной трубы	H	м	15				
Время работы	T	ч	8760				
Удельный вес газа	p	кг/м <sup>3</sup>	1,004				
Ингредиенты				Удельное выделение ЗВ		Выбросы	
				e <sub>i</sub> , г/кВт*час	q <sub>i</sub> , г/кг топлива	г/с	т/год
Оксид углерода (CO)				4,96	20,8	0,2645	12,8056
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )				4,8	20	0,2048	9,8504
Оксид азота (NO)				9,6	40	0,0666	3,2014
Углеводороды (C1-C5)				2,9	12	0,1547	7,3878
Сажа (C)				0,03	0,133	0,0018	0,0819
Формальдегид (CH <sub>2</sub> O)				0,008	0,03	0,0004	0,0205
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )				1,2	5	0,0640	3,0783
Бенз(а)пирен				0,0000006	0,00000275	0,0000003	0,0000017
Расчет отработавших газов (кг/сек) определяется по формуле: G <sub>ор</sub> =8.72*10 <sup>-6</sup> *b <sub>3</sub> *p <sub>3</sub>							0,0161
Объемный расход отработавших газов (м <sup>3</sup> /сек) определяется по формуле: Q <sub>ор</sub> =G <sub>ор</sub> /γ <sub>ор</sub>							0,0325
Удельный вес отработавших газов (кг/м <sup>3</sup> ) определяется по формуле: Y <sub>ор</sub> = Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> /(1+T <sub>ор</sub> /273)							0,4946
Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> -удельный вес отработавших газов при T=0°C, кг/м <sub>3</sub>							1,31
T <sub>ор</sub> - температура отработавших газов, °К							450
Средняя скорость газовоздушной смеси определяется по формуле, м/с: w = (4*O <sub>ор</sub> )/(3.14*d <sup>2</sup> )							1,034817235
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"							



**Наливной стояк**

**Источник №0006**

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен.	Кол-во	Результат
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	t/год	28600	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	9,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	°C	49,0	
1.6	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	100,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	m	0,25	
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$	M	г/с	3,8587	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		г/с	<b>1,9293</b>	
	углеводороды предельные C1-C5	%	<b>72,52</b>	<b>1,3991</b>	
	углеводороды предельные C6-C10	%	<b>26,8</b>	<b>0,5171</b>	
	бензол	%	<b>0,35</b>	<b>0,006753</b>	
	толуол	%	<b>0,22</b>	<b>0,004245</b>	
	ксилол	%	<b>0,11</b>	<b>0,002122</b>	
	меркаптаны	%	<b>0,0009</b>	<b>0,000017</b>	
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж})$	G	t/год	52,2505	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		t/год	<b>26,1253</b>	
	углеводороды предельные C1-C5	%	<b>72,52</b>	<b>18,9460</b>	
	углеводороды предельные C6-C10	%	<b>26,8</b>	<b>7,0016</b>	
	бензол	%	<b>0,35</b>	<b>0,09144</b>	
	толуол	%	<b>0,22</b>	<b>0,05748</b>	
	ксилол	%	<b>0,11</b>	<b>0,028738</b>	
	меркаптаны	%	<b>0,0009</b>	<b>0,000235</b>	
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст	388,5	
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m		74,40	
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$		0,91	
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$		0,91	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$		0,70	
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$		1,00	
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$		1,00	
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$		1,35	
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n		357,50	
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$	V	$m^3/c$	0,0000048	
	Средняя скорость газовоздушной смеси				
	$w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	m/c	0,000098	

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Площадка: Месторождение Ракушечное. 2022 год

Источник: **0007**

Наименование: Дежурная горелка УПН

### 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

*Таблица процентного содержания составляющих смеси.*

*Состав смеси задавался в объемных долях.*

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	64.03	41.6639021	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	15.12	18.4406436	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	9.16	16.3830733	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	4.41	10.3964469	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.3	6.73071261	72.151	3.2210268
Азот(N2)	3.31	3.76118746	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.47	2.62403382	44.011	1.9648

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3,(5)): **24.6552348**

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: **1.004**

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.198603$$

где ( $K_i$ ) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{36}$ , м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.198603 * (30 + 273) / 24.6552348)^{0.5} = 351.1765574$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $B$ , м<sup>3</sup>/с: **0.077**

Скорость истечения смеси  $W_{ucm}$ , м/с (3):

$$W_{ucm} = 4 * B / (\rho * d^2) = 4 * 0.077 / (3.141592654 * 0.25^2) = 1.568631119$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.077 * 1.004 = 77.308$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к.  $W_{ucm} / W_{36} = 0.004466788 < 0.2$ , горение сажевое.

### 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : **0.9984**

Массовое содержание углерода  $[C]_M$ , % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [neg]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 24.6552348) =$$

**74.15544872**

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[neg]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %: **0.2**;

величиной  $[neg]_o$  можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где  $YB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

<b>Код</b>	<b>Примесь</b>	<b>YB г/г</b>	<b>M г/с</b>
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.02	1.5461600
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.1855392
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0301501
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0386540
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1546160

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 77.3080000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.1554487 + 2.6240338) - 1.5461600 - 0.0386540 - 0.1546160 = 210.3466336$$

где  $[CO2]_M$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{H2}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 64.03 + 152 * 15.12 + 218 * 9.16 + 283 * 4.41 + 349 * 2.3 + 56 * 0 = 11820.415$$

где  $[CH4]_o$  - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$  - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$  - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$  - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряется за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (24.6552348)^{0.5} = 0.238$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.068823703$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащей атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.068823703) = 12.98414599$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 12.98414599 = 13.98414599$$



Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси  $C_{nc}$ , ккал/( $\text{м}^3$  \*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.4) = \\ \mathbf{1637.667852}$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что  $1500 \leq T_o < 1800$ ,  $C_{nc} = 0.39$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.39) = \\ \mathbf{1678.890105}$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси  $V_I$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.077 * 13.98414599 * (273 + 1678.890105) / 273 = \mathbf{7.698735334}$$

Длина факела  $L_{\phi n}$ , м:

$$L_{\phi n} = 15 * d = 15 * 0.25 = \mathbf{3.75}$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_e = 3.75 + 18 = \mathbf{21.75}$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_\phi$ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 3.75 + 0.49 * 0.25 = \mathbf{0.6475}$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 7.698735334 / 0.6475^2 = \mathbf{23.32080649}$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1.54616	48.75970176
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1855392	5.851164211
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.03015012	0.950814184
0410	Метан (727*)	0.038654	1.218992544
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.154616	4.875970176
0380	Диоксид углерода	210.3466336	6633.491437



**Источники №№0008, 0009, 0010, 0011, 0012, 0013, 0014, 0015 Печь подогрева УН-0,2М**

**Исходные данные:**

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2
Диаметр трубы	d	м	0,45
Высота трубы	H	м	10,4
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	25,0
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	219000
Расход газа на печь	B	кг/час	25,1
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004
Содержание серы		%	0
Число горелок		шт.	1
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0
Время работы		час/год	8760

**Расчетные формулы:**

**Оксид углерода и метан:**

$$\Pi_{CO}=1.5*B*10^{-3};$$

$$\Pi_{CH_4}=1.5*B*10^{-3};$$

**Диоксид азота:**

$$\Pi_{NOx}=Vr*C_{NOx}$$

**Расчет выбросов оксида углерода и метана:**

кг/час	г/с	т/год
0,03765	0,0105	0,3298

**Расчет выбросов оксидов азота:**

кг/час	г/с	т/год
0,0756	0,0210	0,6621

**г/с т/год**

Диоксид азота (NO<sub>2</sub>)

**0,0168 0,5297**

Оксид азота (NO)

**0,00273 0,0861**

Q<sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час

838

V<sub>r</sub>- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:

**м<sup>3</sup>/час м<sup>3</sup>/сек**

$$Vr=7.84*\alpha*B*\mathcal{E}$$

324,7 0,0902

α - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)

1,1

Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)

1,5

Концентрация оксидов азота в пересчете на NO<sub>2</sub>, кг/м<sup>3</sup>

0,00023

$$C_{NOx}=1.073(180+60b)*Q\phi/Qp*\alpha^{0.5}* Vcr/Vr*10^{-6}$$

Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час

1106,9

$$Q\phi=29.4*\mathcal{E}^B/n$$

Объем сухих продуктов сгорания для природного газа

$$Vcr/Vr$$

0,87

$$Q\phi/Qp$$

1,3209

Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с

**0,5674**

$$w=(4*Vr)/(3.14*d^2)$$

Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 8 ед.



**Нефтегазосепаратор**

**Источник № 6001**

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет			Результат
					3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7		
<b>Исходные данные:</b>								
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080				
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	8				
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		0,89				
1.4	Время работы	t	час	8760				
<b>Расчет:</b>								
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:							
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / Kд$	Пс	кг/час	0,004( 6080 * 8 / 1011) <sup>0.8</sup> / 0,89	0,0996	0,0277	0,8729	
			г/с	0,0996 * 1000 / 3600				
			т/год	0,0996 / 1000 * 8760				
	углеводороды C1-C5	72,52	г/с					0,0201
			т/год					0,6330
	углеводороды C6-C10	27,47	г/с					0,0076
			т/год					0,2398
	меркаптаны	0,0009	г/с					0,0000002
			т/год					0,000008

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

**Расчет ВЗВ в атмосферу от газового сепаратора**

**Источник № 6002**

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет			Результат
					3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7		
<b>Исходные данные:</b>								
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080				
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	3				
1.3	Средняя молярная масса паров нефтепродуктов	Mп	г/моль	84				
1.4	Время работы	t	час	8760				
1.5	Средняя температура в аппарате	T	К	333				
<b>Расчет:</b>								
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:							
	$\Pi = 0,037 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} \sqrt{\frac{Mп}{T}}$	П	кг/час	0,037( 6080 * 3 / 1011) <sup>0.8</sup> * 0,5022	0,1880	0,0522	1,6468	
			г/с	0,1880 * 1000 / 3600				
			т/год	0,1880 / 1000 * 8760				

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.



Расчет ВЗВ в атмосферу от дренажной емкости						
Источник № 6003						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		1,11		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / K\delta$	Пс	кг/час	0,004( 1000 * 25 /1011) <sup>0.8</sup> / 1,11	0,0469	0,0469
			г/с	0,0469 *1000 / 3600	0,0130	0,0130
			т/год	0,0469 /1000 * 8760	0,4110	0,4110
	углеводороды C1-C5	72,52	г/с			0,0095
			т/год			0,2980
	углеводороды C6-C10	27,47	г/с			0,0036
			т/год			0,1129
	меркаптаны	0,0009	г/с			0,00000012
			т/год			0,0000037

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

Расчет ВЗВ в атмосферу от источников неорганизованных выбросов на скважине						
Источники №№6004, 6005, 6006, 6007, 6008, 6009, 6010, 6011						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Площадка скважин	
1	2	3	4	5	6	
1.	<b>Исходные данные:</b>					
	<b>Количество выбросов:</b>					
	запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1,83		
	фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0,08		
	запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5,83		
	фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0,2		
	<b>Нефть:</b>					
	Количество запорно-регулирующей арматуры	Пзра	шт			46
	Количество фланцевых соединений	n <sub>ф</sub>	шт			8
2.	<b>Расчет на одну скважину:</b>					
	Общие выбросы по площадкам:					
	$Y=n_{зра} \cdot P_{зра} \cdot 0.07 + n_{ф} \cdot P_{ф} \cdot 0.02$		мг/с			5,9054
			г/с			0,0059
			т/год			0,1862
	углеводороды C1-C5		г/с			0,0043
			т/год			0,1351
	Углеводороды C6-C10		г/с			0,0016
			т/год			0,0512
	меркаптаны		г/с			0,0000001
			т/год			0,0000017

Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39.142-00

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 8 ед.



2023 год

Печь ПП-0,63						
Источники №0001						
Исходные данные:					Расчетные формулы:	
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан:		
Диаметр трубы	d	м	0,47	$\Pi_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Высота трубы	H	м	7	$\Pi_{CH4} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	100			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	876000			
Расход газа на печь	B	кг/час	100,4	Диоксид азота:		
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004	$\Pi_{NOx} = Vr * C_{NOx}$		
Содержание серы		%	0			
Число горелок		шт.	1			
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0			
Время работы		час/год	8760			
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,1506	<b>0,0418</b>	<b>1,3193</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,4324	0,1201	3,7875
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					<b>0,0961</b>	<b>3,0300</b>
Оксид азота (NO)					<b>0,01561</b>	<b>0,4924</b>
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час						2639,7
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	
$Vr = 7.84 * \alpha * B * \mathcal{E}$						1402,7
$\alpha$ - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						0,3896
$\mathcal{E}$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,1
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup>						1,62
$C_{NOx} = 1.073(180+60b) * Qf / Qp * \alpha^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$						0,000308
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час						4781,9
$Qf = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$						
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа		Vcr/Vr				0,84
		Qf/Qp				1,8115
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с						2,2469
$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$						
Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.						



**Накопительная емкость  
Источники №№0002-0004**

<b>№</b>	<b>Наименование, формула</b>	<b>Обозн.</b>	<b>Ед. измерен.</b>	<b>Кол-во</b>	<b>Результат</b>
<b>п.п.</b>					
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	8600	
1.4	Максимальный объем паровоздушной смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	43,2	
1.5	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	60,0	
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	M	г/с		22,3887 16,2363 6,0002 0,0784 0,0493 0,0246 0,00020
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	G	т/год		18,9922 13,7731 5,0899 0,0665 0,0418 0,0209 0,00017
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст		388,50
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			74,40
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$			1,1
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$			1,10
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$			1,35
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n			179,17
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$ Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	V	$m^3/c$		0,0000280 0,000570

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.

Расчет выполнен на 1 емкость, всего - 3 ед.



Расчет выбросов от газопоршневой электростанции							
Источник № 0005							
Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Потребляемая мощность агрегата	PЭ	кВт	192				
Удельный расход газа	B	кг/час	48,192				
	b <sub>3</sub>	г/кВт*ч	9,6				
Расход газа за год	B <sub>год</sub>	т/год	615,653				
		м3/год	613200				
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2				
Высота выхлопной трубы	H	м	15				
Время работы	T	ч	8760				
Удельный вес газа	p	кг/м <sup>3</sup>	1,004				
Ингредиенты				Удельное выделение ЗВ		Выбросы	
				e <sub>i</sub> , г/кВт*час	q <sub>i</sub> , г/кг топлива	г/с	т/год
Оксид углерода (CO)				4,96	20,8	0,2645	12,8056
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )				4,8	20	0,2048	9,8504
Оксид азота (NO)				9,6	40	0,0666	3,2014
Углеводороды (C1-C5)				2,9	12	0,1547	7,3878
Сажа (C)				0,03	0,133	0,0018	0,0819
Формальдегид (CH <sub>2</sub> O)				0,008	0,03	0,0004	0,0205
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )				1,2	5	0,0640	3,0783
Бенз(а)пирен				0,0000006	0,00000275	0,0000003	0,0000017
Расчет отработавших газов (кг/сек) определяется по формуле: G <sub>ор</sub> =8.72*10 <sup>-6</sup> *b <sub>3</sub> *p <sub>3</sub>							0,0161
Объемный расход отработавших газов (м <sup>3</sup> /сек) определяется по формуле: Q <sub>ор</sub> =G <sub>ор</sub> /γ <sub>ор</sub>							0,0325
Удельный вес отработавших газов (кг/м <sup>3</sup> ) определяется по формуле: Y <sub>ор</sub> = Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> /(1+T <sub>ор</sub> /273)							0,4946
Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> -удельный вес отработавших газов при T=0°C, кг/м <sub>3</sub>							1,31
T <sub>ор</sub> - температура отработавших газов, °К							450
Средняя скорость газовоздушной смеси определяется по формуле, м/с: w = (4*O <sub>ор</sub> )/(3.14*d <sup>2</sup> )							1,034817235
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"							



Наливной стояк Источник №0006					
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен.	Кол-во	Результат
<b>1</b>	<b><u>Исходные данные:</u></b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	25800	
1.4	Максимальный объем паровоздушной смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	9,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	°C	49,0	
1.6	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	100,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
<b>2</b>	<b><u>Расчет:</u></b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$	M	г/с	3,8587	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		г/с	1,9293	
	углеводороды предельные С1-С5	%	72,52	1,3991	
	углеводороды предельные С6-С10	%	26,8	0,5171	
	бензол	%	0,35	0,006753	
	толуол	%	0,22	0,004245	
	ксилол	%	0,11	0,002122	
	меркаптаны	%	0,0009	0,000017	
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж})$	G	т/год	47,1351	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		т/год	23,5675	
	углеводороды предельные С1-С5	%	72,52	17,0912	
	углеводороды предельные С6-С10	%	26,8	6,3161	
	бензол	%	0,35	0,08249	
	толуол	%	0,22	0,05185	
	ксилол	%	0,11	0,025924	
	меркаптаны	%	0,0009	0,000212	
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст	388,5	
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m		74,40	
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$		0,91	
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$		0,91	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$		0,70	
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$		1,00	
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$		1,00	
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$		1,35	
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n		322,50	
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$ Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	V	$m^3/c$	0,0000048	
		w	м/c	0,000098	

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Площадка: Месторождение Ракушечное. 2023 год

Источник: **0007**

Наименование: Дежурная горелка УПН

### 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

*Таблица процентного содержания составляющих смеси.*

*Состав смеси задавался в объемных долях.*

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	64.03	41.6639021	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	15.12	18.4406436	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	9.16	16.3830733	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	4.41	10.3964469	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.3	6.73071261	72.151	3.2210268
Азот(N2)	3.31	3.76118746	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.47	2.62403382	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **24.6552348**

Плотность сжигаемой смеси **R<sub>o</sub>**, кг/м<sup>3</sup>: **1.004**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.198603$$

где (**K<sub>i</sub>**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

**[i]<sub>o</sub>** - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W<sub>36</sub>**, м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.198603 * (30 + 273) / 24.6552348)^{0.5} = 351.1765574$$

где **T<sub>o</sub>** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м<sup>3</sup>/с: **0.0593**

Скорость истечения смеси **W<sub>ustm</sub>**, м/с (3):

$$W_{ustm} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.0593 / (3.141592654 * 0.25^2) = 1.20804968$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0593 * 1.004 = 59.5372$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. **W<sub>ustm</sub> / W<sub>36</sub>** = 0.003440007 < 0.2, горение сажевое.

### 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]<sub>m</sub>**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [neg]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 24.6552348) =$$

**74.15544872**

где **x<sub>i</sub>** - число атомов углерода;

**[neg]\_o** - общее содержание негорючих примесей, %: **0.2**;

величиной **[neg]\_o** можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где  $YB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

<b>Код</b>	<b>Примесь</b>	<b>YB г/г</b>	<b>M г/с</b>
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.02	1.1907440
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.1428893
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0232195
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0297686
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.1190744

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 59.5372000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.1554487 + 2.6240338) - 1.1907440 - 0.0297686 - 0.1190744 = 161.9942256$$

где  $[CO2]_M$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{n_c}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3,(1)):

$$Q_{n_c} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 64.03 + 152 * 15.12 + 218 * 9.16 + 283 * 4.41 + 349 * 2.3 + 56 * 0 = 11820.415$$

где  $[CH4]_o$  - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$  - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$  - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$  - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряется за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (24.6552348)^{0.5} = 0.238$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.068823703$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащей атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.068823703) = 12.98414599$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):



$$V_{nc} = I + V_o = 1 + 12.98414599 = 13.98414599$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси  $C_{nc}$ , ккал/( $m^3$  \*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.4) = \\ \mathbf{1637.667852}$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что  $1500 \leq T_o < 1800$ ,  $C_{nc} = 0.39$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.39) = \\ \mathbf{1678.890105}$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси  $V_I$ ,  $m^3/s$  (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0593 * 13.98414599 * (273 + 1678.890105) / 273 = \mathbf{5.929026043}$$

Длина факела  $L_{\phi H}$ , м:

$$L_{\phi H} = 15 * d = 15 * 0.25 = 3.75$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{\phi H} + h_e = 3.75 + 18 = 21.75$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_\phi$ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi H} + 0.49 * d = 0.14 * 3.75 + 0.49 * 0.25 = \mathbf{0.6475}$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 5.929026043 / 0.6475^2 = \mathbf{17.96004967}$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1.190744	37.55130278
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.14288928	4.506156334
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.023219508	0.732250404
0410	Метан (727*)	0.0297686	0.93878257
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1190744	3.755130278
0380	Диоксид углерода	161.9942256	5108.649899



**Источники №№0008, 0009, 0010, 0011, 0012, 0013, 0014, 0015 Печь подогрева УН-0,2М**

Исходные данные:	Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи	Гкал/час	0,2	<b>Оксид углерода и метан:</b>
Диаметр трубы	d	м	$\Pi_{CO}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Высота трубы	H	м	$\Pi_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	
Расход газа на печь	B	кг/час	
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	
Содержание серы		%	<b>Диоксид азота:</b>
Число горелок		шт.	$\Pi_{NOx}=Vr*C_{NOx}$
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	
Время работы		час/год	

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2
Диаметр трубы	d	м	0,45
Высота трубы	H	м	10,4
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	25,0
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	219000
Расход газа на печь	B	кг/час	25,1
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004
Содержание серы		%	0
Число горелок		шт.	1
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0
Время работы		час/год	8760

<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>	кг/час	г/с	т/год
	0,03765	<b>0,0105</b>	<b>0,3298</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>	кг/час	г/с	т/год
	0,0756	0,0210	0,6621
		<b>г/с</b>	<b>т/год</b>
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )		<b>0,0168</b>	<b>0,5297</b>
Оксид азота (NO)		<b>0,00273</b>	<b>0,0861</b>
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час			838
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:	м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	
$Vr=7.84*\alpha*\mathcal{E}$		324,7	0,0902
$\alpha$ - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)			1,1
$\mathcal{E}$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)			1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup>			0,00023
$C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qf/Qp*\alpha^{0.5}*\mathcal{E}^{0.5}*Vcr/Vr*10^{-6}$			
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час			1106,9
$Qf=29.4*\mathcal{E}^2*B/n$			
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа	Vcr/Vr		0,87
	Qf/Qp		1,3209
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с			<b>0,5674</b>
$w=(4*Vr)/(3.14*d^2)$			
Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.			
Расчет выполнен на 1 печь, всего - 8 ед.			



Нефтегазосепаратор						
Источник № 6001						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
<b>1 Исходные данные:</b>						
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	8		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	8760		
<b>2 Расчет:</b>						
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / Kд$	Пс	кг/час	0,004( 6080 * 8 / 1011) <sup>0.8</sup> / 0,89	0,0996	0,0996
			г/с	0,0996 * 1000 / 3600	0,0277	0,0277
			т/год	0,0996 / 1000 * 8760	0,8729	0,8729
	углеводороды C1-C5	72,52	%			0,0201
			г/с			0,6330
	углеводороды C6-C10	27,47	т/год			0,0076
			г/с			0,2398
	меркаптаны	0,0009	т/год			0,0000002
			г/с			0,000008

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

Расчет ВЗВ в атмосферу от газового сепаратора						
Источник № 6002						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
<b>1 Исходные данные:</b>						
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	3		
1.3	Средняя молярная масса паров нефтепродуктов	Mп	г/моль	84		
1.4	Время работы	t	час	8760		
1.5	Средняя температура в аппарате	T	К	333		
<b>2 Расчет:</b>						
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,037 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} \sqrt{\frac{Mп}{T}}$	П	кг/час	0,037( 6080 * 3 / 1011) <sup>0.8</sup> * 0,5022	0,188	0,188
			г/с	0,1880 * 1000 / 3600	0,0522	0,0522
			т/год	0,1880 / 1000 * 8760	1,6468	1,6468

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.



Расчет ВЗВ в атмосферу от дренажной емкости						
Источник № 6003						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		1,11		
1.4	Время работы	t	час	8760		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / K\delta$	Пс	кт/час г/с т/год %	0,004( 1000 * 25 /1011) <sup>0.8</sup> / 1,11		0,0469 0,0130 0,4110
	углеводороды C1-C5	72,52	г/с т/год			0,0095 0,2980
	углеводороды C6-C10	27,47	г/с т/год			0,0036 0,1129
	меркаптаны	0,0009	г/с т/год			0,00000012 0,0000037

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

Расчет ВЗВ в атмосферу от источников неорганизованных выбросов на скважине						
Источники №№6004, 6005, 6006, 6007, 6008, 6009, 6010, 6011						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Площадка скважин	
1	2	3	4	5	6	
1.	<b>Исходные данные:</b>					
	<b>Количество выбросов:</b>					
	запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1,83		
	фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0,08		
	запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5,83		
	фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0,2		
	<b>Нефть:</b>					
	Количество запорно-регулирующей арматуры	Пзра	шт			46
	Количество фланцевых соединений	n <sub>ф</sub>	шт			8
2.	<b>Расчет на одну скважину:</b>					
	Общие выбросы по площадкам:					
	$Y=n_{зра} * \Pi_{зра} * 0.07 + n_{ф} * \Pi_{ф} * 0.02$		мг/с г/с			5,9054 0,0059
			т/год			0,1862
	углеводороды C1-C5		г/с			0,0043
	Углеводороды C6-C10		т/год			0,1351 0,0016
	меркаптаны		г/с			0,0512 0,000001
			т/год			0,0000017

Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39.142-00

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 8 ед.



**Январь-июнь 2024 года**

Печь ПП-0,63						
Источники №0001						
Исходные данные:					Расчетные формулы:	
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан:		
Диаметр трубы	d	м	0,47	$\Pi_{\text{CO}} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Высота трубы	H	м	7	$\Pi_{\text{CH}_4} = 1.5 * B * 10^{-3}$ ;		
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	100			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	436800			
Расход газа на печь	B	кг/час	100,4	Диоксид азота:		
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004	$\Pi_{\text{NOx}} = Vr * C_{\text{NOx}}$		
Содержание серы		%	0			
Число горелок		шт.	1			
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0			
Время работы		час/год	4368			
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,1506	<b>0,0418</b>	<b>0,6578</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,4324	0,1201	1,8886
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					<b>0,0961</b>	<b>1,5108</b>
Оксид азота (NO)					<b>0,01561</b>	<b>0,2455</b>
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час						2639,7
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	
$Vr = 7.84 * \alpha * B * \mathcal{E}$						1402,7
$\alpha$ - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)						0,3896
$\mathcal{E}$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)						1,1
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup>						1,62
$C_{\text{NOx}} = 1.073(180+60b) * Qf / Qp * \alpha^{0.5} * Vcr / Vr * 10^{-6}$						0,000308
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час						4781,9
$Qf = 29.4 * \mathcal{E} * B / n$						
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа		Vcr/Vr				0,84
		Qf/Qp				1,8115
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с						<b>2,2469</b>
$w = (4 * Vr) / (3.14 * d^2)$						
Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.						



**Накопительная емкость  
Источники №№0002-0004**

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен.	Кол-во	Результат
<b>1</b>	<b>Исходные данные:</b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	4000	
1.4	Максимальный объем паровоздушной смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	43,2	
1.5	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	60,0	
<b>2</b>	<b>Расчет:</b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	$M$	г/с		22,3887 16,2363 6,0002 0,0784 0,0493 0,0246 0,00020
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж}$ углеводороды предельные C1-C5 углеводороды предельные C6-C10 бензол толуол ксилол меркаптаны	$G$	т/год		8,8336 6,4061 2,3674 0,0309 0,0194 0,0097 0,00008
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст		388,50
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			74,40
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$			1,1
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$			1,10
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$			1,35
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n			83,33
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$ Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	$V$	$m^3/c$		0,0000280 0,000570

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.

Расчет выполнен на 1 емкость, всего - 3 ед.



Расчет выбросов от газопоршневой электростанции							
Источник № 0005							
Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Потребляемая мощность агрегата	PЭ	кВт	192				
Удельный расход газа	B	кг/час	48,192				
	b <sub>3</sub>	г/кВт*ч	9,6				
Расход газа за год	B <sub>год</sub>	т/год	306,983				
		м3/год	305760				
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2				
Высота выхлопной трубы	H	м	15				
Время работы	T	ч	4368				
Удельный вес газа	p	кг/м <sup>3</sup>	1,004				
Ингредиенты				Удельное выделение ЗВ		Выбросы	
				e <sub>i</sub> , г/кВт*час	q <sub>i</sub> , г/кг топлива	г/с	т/год
Оксид углерода (CO)				4,96	20,8	0,2645	6,3852
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )				4,8	20	0,2048	4,9117
Оксид азота (NO)				9,6	40	0,0666	1,5963
Углеводороды (C1-C5)				2,9	12	0,1547	3,6838
Сажа (C)				0,03	0,133	0,0018	0,0408
Формальдегид (CH <sub>2</sub> O)				0,008	0,03	0,0004	0,0102
Диоксид серы (SO <sub>2</sub> )				1,2	5	0,0640	1,5349
Бенз(а)пирен				0,0000006	0,00000275	0,0000003	0,0000008
Расчет отработавших газов (кг/сек) определяется по формуле: G <sub>ор</sub> =8.72*10 <sup>-6</sup> *b <sub>3</sub> *p <sub>3</sub>							0,0161
Объемный расход отработавших газов (м <sup>3</sup> /сек) определяется по формуле: Q <sub>ор</sub> =G <sub>ор</sub> /γ <sub>ор</sub>							0,0325
Удельный вес отработавших газов (кг/м <sup>3</sup> ) определяется по формуле: Y <sub>ор</sub> = Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> /(1+T <sub>ор</sub> /273)							0,4946
Y <sup>0</sup> <sub>ор</sub> -удельный вес отработавших газов при T=0°C, кг/м <sub>3</sub>							1,31
T <sub>ор</sub> - температура отработавших газов, °К							450
Средняя скорость газовоздушной смеси определяется по формуле, м/с: w = (4*O <sub>ор</sub> )/(3.14*d <sup>2</sup> )							1,034817235
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"							



Наливной стояк Источник №0006					
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измерен.	Кол-во	Результат
<b>1</b>	<b><u>Исходные данные:</u></b>				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	$t/m^3$	0,8	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	12000	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_q^{max}$	$m^3/\text{час}$	9,0	
1.5	Температура начала кипения жидкости	T	°C	49,0	
1.6	Объем емкости	$V_p$	$m^3$	100,0	
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
<b>2</b>	<b><u>Расчет:</u></b>				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_q^{max}) / 10^4$	M	г/с	3,8587	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		г/с	1,9293	
	углеводороды предельные С1-С5	%	72,52	1,3991	
	углеводороды предельные С6-С10	%	26,8	0,5171	
	бензол	%	0,35	0,006753	
	толуол	%	0,22	0,004245	
	ксилол	%	0,11	0,002122	
	меркаптаны	%	0,0009	0,000017	
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min} * K_p^{cp} * K_{OB} * B) / 10^7 * r_{ж}$	G	т/год	21,9233	
	Выбросы при наливе в автоцистерны		т/год	10,9616	
	углеводороды предельные С1-С5	%	72,52	7,9494	
	углеводороды предельные С6-С10	%	26,8	2,9377	
	бензол	%	0,35	0,03837	
	толуол	%	0,22	0,02412	
	ксилол	%	0,11	0,012058	
	меркаптаны	%	0,0009	0,000099	
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	$P_{38}$	мм.рт.ст	388,5	
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m		74,40	
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{min}$		0,91	
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	$K_t^{max}$		0,91	
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{cp}$		0,70	
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	$K_p^{max}$		1,00	
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	$K_B$		1,00	
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{OB}$		1,35	
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} * V_p * N_p)$	n		150,00	
2.12	Объем выбросов всего: $V = M / (r * 1000000)$	V	$m^3/c$	0,0000048	
	Средняя скорость газовоздушной смеси				
	$w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	$m/c$	0,000098	

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



## РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

Площадка: Месторождение Ракушечное. Январь-июнь 2024 года

Источник: **0007**

Наименование: Дежурная горелка УПН

### 1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

*Таблица процентного содержания составляющих смеси.*

*Состав смеси задавался в объемных долях.*

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	64.03	41.6639021	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	15.12	18.4406436	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	9.16	16.3830733	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	4.41	10.3964469	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.3	6.73071261	72.151	3.2210268
Азот(N2)	3.31	3.76118746	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO2)	1.47	2.62403382	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **24.6552348**

Плотность сжигаемой смеси **R<sub>o</sub>**, кг/м<sup>3</sup>: **1.004**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.198603$$

где (**K<sub>i</sub>**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

**[i]<sub>o</sub>** - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W<sub>36</sub>**, м/с (прил.6):

$$W_{36} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.198603 * (30 + 273) / 24.6552348)^{0.5} = 351.1765574$$

где **T<sub>o</sub>** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м<sup>3</sup>/с: **0.048**

Скорость истечения смеси **W<sub>ustm</sub>**, м/с (3):

$$W_{ustm} = 4 * B / (\rho * d^2) = 4 * 0.048 / (3.141592654 * 0.25^2) = 0.97784797$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.048 * 1.004 = 48.192$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. **W<sub>ustm</sub> / W<sub>36</sub>** = 0.002784491 < 0.2, горение сажевое.

### 2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]<sub>m</sub>**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [neg]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 24.6552348) =$$

**74.15544872**

где **x<sub>i</sub>** - число атомов углерода;

**[neg]\_o** - общее содержание негорючих примесей, %: **0.2**;

величиной **[neg]\_o** можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи  $M_i$ , г/с: (1)

$$M_i = YB_i * G$$

где  $YB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

<b>Код</b>	<b>Примесь</b>	<b>YB г/г</b>	<b>M г/с</b>
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.02	0.9638400
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.1156608
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0187949
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0240960
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0963840

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{co2}$ , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 48.1920000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.1554487 + 2.6240338) - 0.9638400 - 0.0240960 - 0.0963840 = 131.1251742$$

где  $[CO2]_M$  - массовое содержание диоксида углерода, %;

$M_{co}$  - мощность выброса оксида углерода, г/с;

$M_{ch4}$  - мощность выброса метана, г/с;

$M_c$  - мощность выброса сажи, г/с;

### 3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания  $Q_{n_c}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3,(1)):

$$Q_{n_c} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 64.03 + 152 * 15.12 + 218 * 9.16 + 283 * 4.41 + 349 * 2.3 + 56 * 0 = 11820.415$$

где  $[CH2]_o$  - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$  - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$  - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$  - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряется за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (24.6552348)^{0.5} = 0.238$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_o$ , %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.068823703$$

где  $A_o$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_o$  - молярная масса составляющей смеси содержащей атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_o$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.068823703) = 12.98414599$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{nc}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):



$$V_{nc} = I + V_o = 1 + 12.98414599 = 13.98414599$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси  $C_{nc}$ , ккал/( $m^3$  \*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.4) = 1637.667852$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

при условие, что  $1500 \leq T_o < 1800$ ,  $C_{nc} = 0.39$

Температура горения  $T_z$ , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (11820.415 * (1-0.238) * 0.9984) / (13.98414599 * 0.39) = 1678.890105$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси  $V_I$ ,  $m^3/s$  (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.048 * 13.98414599 * (273 + 1678.890105) / 273 = 4.799211637$$

Длина факела  $L_{\phi H}$ , м:

$$L_{\phi H} = 15 * d = 15 * 0.25 = 3.75$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{\phi H} + h_e = 3.75 + 18 = 21.75$$

где  $h_e$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_o$ )

Диаметр факела  $D_\phi$ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi H} + 0.49 * d = 0.14 * 3.75 + 0.49 * 0.25 = 0.6475$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 4.799211637 / 0.6475^2 = 14.5376456$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i-ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где  $\tau$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **4368**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	0.96384	15.15619123
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1156608	1.818742948
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01879488	0.295545729
0410	Метан (727*)	0.024096	0.378904781
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.096384	1.515619123
0380	Диоксид углерода	131.1251742	2061.917139



**Источники №№0008, 0009, 0010, 0011, 0012, 0013, 0014, 0015 Печь подогрева УН-0,2М**

Исходные данные:	Расчетные формулы:		
Тепловая мощность печи	Гкал/час	0,2	<b>Оксид углерода и метан:</b>
Диаметр трубы	d	м	$\Pi_{CO}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Высота трубы	H	м	$\Pi_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	
Расход газа на печь	B	кг/час	
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	
Содержание серы		%	<b>Диоксид азота:</b>
Число горелок		шт.	$\Pi_{NOx}=Vr*C_{NOx}$
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	
Время работы		час/год	

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	<b>Оксид углерода и метан:</b>
Диаметр трубы	d	м	0,45	$\Pi_{CO}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Высота трубы	H	м	10,4	$\Pi_{CH4}=1.5*B*10^{-3}$ ;
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	25,0	
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	109200	
Расход газа на печь	B	кг/час	25,1	
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,004	<b>Диоксид азота:</b>
Содержание серы		%	0	$\Pi_{NOx}=Vr*C_{NOx}$
Число горелок		шт.	1	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0	
Время работы		час/год	4368	

Расчет выбросов оксида углерода и метана:	кг/час	г/с	т/год
	0,03765	<b>0,0105</b>	<b>0,1645</b>
Расчет выбросов оксидов азота:	кг/час	г/с	т/год
	0,0756	0,0210	0,3302
	г/с	т/год	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )		<b>0,0168</b>	<b>0,2641</b>
Оксид азота (NO)		<b>0,00273</b>	<b>0,0429</b>
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час			838
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле:		<b>м<sup>3</sup>/час</b>	<b>м<sup>3</sup>/сек</b>
$Vr=7.84*\alpha*\mathcal{E}$		324,7	0,0902
$\alpha$ - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)			1,1
$\mathcal{E}$ - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)			1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO <sub>2</sub> , кг/м <sup>3</sup>			0,00023
$C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qf/Qp*\alpha^{0.5}*\mathcal{E}^{0.5}*Vcr/Vr*10^{-6}$			
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час			1106,9
$Qf=29.4*\mathcal{E}^2*B/n$			
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа	Vcr/Vr		0,87
	Qf/Qp		1,3209
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с			<b>0,5674</b>
$w=(4*Vr)/(3.14*d^2)$			
Расчет выполнен по "Сборнику методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами". Алматы, 1996 г.			
Расчет выполнен на 1 печь, всего - 8 ед.			



Нефтегазосепаратор						
Источник № 6001						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	8		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		0,89		
1.4	Время работы	t	час	4368		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / Kд$	Пс	кг/час	0,004( 6080 * 8 / 1011) <sup>0.8</sup> / 0,89	0,0996	
			г/с	0,0996 * 1000 / 3600	0,0277	
			т/год	0,0996 / 1000 * 4368	0,4353	
	углеводороды C1-C5	72,52	г/с			0,0201
			т/год			0,3156
	углеводороды C6-C10	27,47	г/с			0,0076
			т/год			0,1196
	меркаптаны	0,0009	г/с			0,0000002
			т/год			0,000004

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

Расчет ВЗВ в атмосферу от газового сепаратора						
Источник № 6002						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	6080		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	3		
1.3	Средняя молярная масса паров нефтепродуктов	Mп	г/моль	84		
1.4	Время работы	t	час	4368		
1.5	Средняя температура в аппарате	T	К	333		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,037 \left( \frac{PV}{1011} \right)^{0.8} \sqrt{\frac{Mп}{T}}$	П	кг/час	0,037( 6080 * 3 / 1011) <sup>0.8</sup> * 0,5022	0,188	
			г/с	0,1880 * 1000 / 3600	0,0522	
			т/год	0,1880 / 1000 * 4368	0,8211	

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.



Расчет ВЗВ в атмосферу от дренажной емкости						
Источник № 6003						
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Давление в аппарате	P	гПа	1000		
1.2	Объем аппарата	V	м <sup>3</sup>	25		
1.3	Коэффициент, зависящий от ср. темп. кип. жидкости	Kд		1,11		
1.4	Время работы	t	час	4368		
2	<b>Расчет:</b>					
2.1	Количество выбросов углеводородов из емкости составит:					
	$\Pi = 0,004 \frac{PV}{1011}^{0.8} / K\delta$	Пс	кт/час	0,004( 1000 * 25 /1011) <sup>0.8</sup> / 1,11	0,0469	
			г/с	0,0469 *1000 / 3600	0,0130	
			т/год	0,0469 /1000 * 4368	0,2049	
	углеводороды С1-С5	72,52	г/с			0,0095
			т/год			0,1486
	углеводороды С6-С10	27,47	г/с			0,0036
			т/год			0,0563
	меркаптаны	0,0009	г/с			0,00000012
			т/год			0,0000018

Расчет выполнен согласно "Сборника методик по расчету выбросов ВВ....." Алматы, 1996 год.

Расчет ВЗВ в атмосферу от источников неорганизованных выбросов на скважине						
Источники №№6004, 6005, 6006, 6007, 6008, 6009, 6010, 6011						
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Площадка скважин	
1	2	3	4	5	6	
1.	<b>Исходные данные:</b>					
	<b>Количество выбросов:</b>					
	запорно-регулирующая арматура на нефть	Пзн	мг/с	1,83		
	фланцевые соединения на нефть	Пфн	мг/с	0,08		
	запорно-регулирующая арматура на газ	Пзг	мг/с	5,83		
	фланцевые соединения на газ	Пфг	мг/с	0,2		
	<b>Нефть:</b>					
	Количество запорно-регулирующей арматуры	Пзра	шт		46	
	Количество фланцевых соединений	Пф	шт		8	
2.	<b>Расчет на одну скважину:</b>					
	Общие выбросы по площадкам:					
	$Y = n_{зра} * \Pi_{зра} * 0.07 + n_{ф} * \Pi_{ф} * 0.02$		мг/с		5,9054	
			г/с		0,0059	
			т/год		0,1862	
	углеводороды С1-С5		г/с		0,0043	
			т/год		0,1351	
	Углеводороды С6-С10		г/с		0,0016	
			т/год		0,0512	
	меркаптаны		г/с		0,0000001	
			т/год		0,0000017	

Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39.142-00

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 8 ед.



**ПРИЛОЖЕНИЕ 2**  
**Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**



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 газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.		Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	г/с	мг/нм <sup>3</sup>	т/год							
001	01	Печь ПП-0,63	1	2928	Дымовая труба	0001	7	0,47	2,25	0,3896323	200	6555	9018								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0961	427,333	1,0128
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01561	69,414	0,1646	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0418	185,875	0,441	
																				0410	Метан (727*)	0,0418	185,875	0,441	
001	01	Накопительная емкость	1	2928	Дыхательный клапан	0002	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6819	9027								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	2,6692
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	0,9864	
																				0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0129	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,004	
																				0621	Метиленбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0081	
																				1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00003	
001	01	Накопительная емкость	1	2928	Дыхательный клапан	0003	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6828	8973								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	2,6692
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	0,9864	
																				0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0129	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,004	
																				0621	Метиленбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0081	
																				1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00003	
001	01	Накопительная емкость	1	2928	Дыхательный клапан	0004	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6837	8927								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	2,6692
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	0,9864	
																				0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0129	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,004	
																				0621	Метиленбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0081	
																				1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00003	
001	01	Газопоршневая электростанция АГП-200	1	2928	Выхлопная труба	0005	15	0,2	1,03	0,0325	300	6564	8882								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2048	13226,306	3,2925
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0666	4301,133	1,0701	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0018	116,247	0,0274	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,064	4133,221	1,0289	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,2645	17081,826	4,2802	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1547	9990,769	2,4694	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3E-08	0,002	0,000001	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0004	25,833	0,0069	
001	01	Наливной стояк	1	2928	Наливной стояк	0006	4	0,25	0,01	0,0000048	30	6828	8863								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,3991	323509844	3,3122
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,5171	119567537	1,2241	
																				0602	Бензол (64)	0,0068	1572344,32	0,016	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0021	485576,923	0,005	
																				0621	Метиленбензол (349)	0,0042	971153,846	0,01	
																				1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000017	3930,861	0,000041	

001	01	Дежурная горелка УПН	1	2928	Дымовая труба	0007	21,8	0,648	5,6	1,8496962	1678,9	6655	8882					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0445776	172,31	0,46988357	
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072439	28	0,07635608		
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,037148	143,592	0,39156964		
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,37148	1435,919	3,91569638		
																	0410	Метан (727*)	0,009287	35,898	0,09789241		
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,177		
001	01	Печь УН-0,2М	1	2928	Дымовая труба	0008	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6173	9674					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0288	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,177		
001	01	Печь УН-0,2М	1	2928	Дымовая труба	0009	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10183					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0288	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,177		
001	01	Печь УН-0,2М	1	2928	Дымовая труба	0010	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6628	10256					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0288	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,177		
001	01	Печь УН-0,2М	1	2928	Дымовая труба	0011	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10375					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0288	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1102		
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0201		0,2116		
001	01	Нефтегазосепаратор	1	2928	Неорганизованный источник	6001	2				30	6641	9009	2	2			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0076		0,0801	
																	1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000002		0,000003		
																	0410	Метан (727*)	0,0522		0,5504		
001	01	Газосепаратор	1	2928	Неорганизованный источник	6002	2				30	6705	9005	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0095		0,0996	
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0036		0,0377		
																	1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0		

ЭРА v3.0 АО "НППиНефтегаз" Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ месторождение Ракушечное, пробная эксплуатация, 2022 год																											
Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выбросов вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.		Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочистки/%	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ				
		Наименование	Количе- ство, шт.						точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника	X1	Y1	X2	Y2													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	01	Печь ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0001	7	0,47	2,25	0,3896323	200	6555	9018									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0961	427,333	3,03	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01561	69,414	0,4924		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0418	185,875	1,3193		
																					0410	Метан (727*)	0,0418	185,875	1,3193		
001	01	Накопительная емкость	1	8760	Дыхательный клапан	0002	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6819	9027									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	15,2679	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	5,6423		
																					0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0737		
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0232		
																					0621	Метилбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0463		
																					1715	Метантол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00019		
001	01	Накопительная емкость	1	8760	Дыхательный клапан	0003	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6828	8973									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	15,2679	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	5,6423		
																					0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0737		
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0232		
																					0621	Метилбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0463		
																					1715	Метантол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00019		
001	01	Накопительная емкость	1	8760	Дыхательный клапан	0004	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6837	8927									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	15,2679	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	5,6423		
																					0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0737		
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0232		
																					0621	Метилбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0463		
																					1715	Метантол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00019		
001	01	Газопоршневая электростанция АГП-200	1	8760	Выхлопная труба	0005	15	0,2	1,03	0,0325	300	6564	8882									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2048	13226,306	9,8504	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0666	4301,133	3,2014		
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0018	116,247	0,0819		
																					0330	Сера диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,064	4133,221	3,0783		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,2645	17081,826	12,8056		
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1547	9990,769	7,3878		
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3E-08	0,002	0,000002		
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0004	25,833	0,0205		
001	01	Наливной стояк	1	8760	Наливной стояк	0006	4	0,25	0,01	0,0000048	30	6828	8863									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,3991	323509844	18,946	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,5171	119567537	7,0016		

001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0008	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6173	9674					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0009	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10183					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0010	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6628	10256					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0011	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10375					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0012	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6555	10475					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0013	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6273	10202					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0014	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	7101	9892					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0015	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6127	10365					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298
001	01	Нефтегазосепаратор	1	8760	Неорганизованный источник	6001	2					30	6641	9009	2	2		0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0201		0,633
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0076		0,2398
																		1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000002		0,000008
																		0410 Метан (727*)	0,0522		1,6468
001	01	Дренажная емкость	1																		

001	01	Площадка скважины №122	1	8760	Неорганизованный источник	6007	2				30	7002	10330	5	5						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №21	1	8760	Неорганизованный источник	6008	2				30	6616	10430	5	5						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №115	1	8760	Неорганизованный источник	6009	2				30	6348	10202	5	5						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №219	1	8760	Неорганизованный источник	6010	2				30	7039	9916	5	5						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №220	1	8760	Неорганизованный источник	6011	2				30	6198	10354	5	5						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002		



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 газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.		Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ	
Наименование	Количество, шт.		точ.ист., /1-го конца линейного источника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника						Х1	Y1	X2	Y2	г/с						МГ/нм3	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	01	Печь ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0001	7	0,47	2,25	0,3896323	200	6555	9018							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0961	427,333	3,03	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01561	69,414	0,4924		
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0418	185,875	1,3193		
																			0410	Метан (727*)	0,0418	185,875	1,3193		
001	01	Накопительная емкость	1	8760	Дыхательный клапан	0002	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6819	9027							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	13,7731	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	5,0899		
																			0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0665		
																			0616	Диметилензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0209		
																			0621	Метилензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0418		
																			1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00017		
001	01	Накопительная емкость	1	8760	Дыхательный клапан	0003	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6828	8973							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	13,7731	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	5,0899		
																			0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0665		
																			0616	Диметилензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0209		
																			0621	Метилензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0418		
																			1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00017		
001	01	Накопительная емкость	1	8760	Дыхательный клапан	0004	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6837	8927							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	13,7731	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	5,0899		
																			0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0665		
																			0616	Диметилензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0209		
																			0621	Метилензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0418		
																			1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00017		
001	01	Газопоршневая электростанция АГП-200	1	8760	Выхлопная труба	0005	15	0,2	1,03	0,0325	300	6564	8882							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2048	13226,306	9,8504	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0666	4301,133	3,2014		
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0018	116,247	0,0819		
																			0330	Сера диоксид (Антидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,064	4133,221	3,0783		
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,2645	17081,826	12,8056		
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1547	9990,769	7,3878		
																			0703	Бенз/a/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3E-08	0,002	0,000002		
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0004	25,833	0,0205		
001	01	Наливной стояк	1	8760	Наливной стояк	0006	4	0,25	0,01	0,0000048	30	6828	8863							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,3991	323509844	17,0912	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,5171	119567537	6,3161		
																			0602	Бензол (64)	0,0068	1572344,32	0,0825		
																			0616	Диметилензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0021	485576,923	0,0259		
																			0621	Метилензол (349)	0,0042	971153,846	0,0518		
																			1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000017	3930,861	0,000212		
001	01	Дежурная горелка УПН	1	8760	Дымовая труба	0007	21,8	0,648	17,96	5,929026	1678,9	6655	8882							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1428893	172,31	4,50615633	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0232195	28	0,7322504		
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,1190744	143,592	3,75513028		
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,190744	1435,919	37,5513028		
																			0410	Метан (727*)	0,0297686	35,898	0,93878257		

001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0008	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6173	9674					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0009	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10183					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0010	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6628	10256					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0011	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10375					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0012	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6555	10475					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0013	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6273	10202					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0014	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	7101	9892					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Печь УН-0,2М	1	8760	Дымовая труба	0015	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6127	10365					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,5297
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0861	
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,3298	
																	0410	Метан (727*)	0,0105	201,705	0,3298	
001	01	Нефтегазосепаратор	1	8760	Неорганизованный источник	6001	2				30	6641	9009	2	2			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0201		0,633
																	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0076		0,2398	
																	1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000002	</		

001	01	Площадка скважины №122	1	8760	Неорганизованный источник	6007	2				30	7002	10330	5	5					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002	
001	01	Площадка скважины №21	1	8760	Неорганизованный источник	6008	2				30	6616	10430	5	5					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002	
001	01	Площадка скважины №115	1	8760	Неорганизованный источник	6009	2				30	6348	10202	5	5					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002	
001	01	Площадка скважины №219	1	8760	Неорганизованный источник	6010	2				30	7039	9916	5	5					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002	
001	01	Площадка скважины №220	1	8760	Неорганизованный источник	6011	2				30	6198	10354	5	5					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																				1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,000001		0,000002	



ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтергаз" Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ месторождение Ракушечное, пробная эксплуатация, январь-июнь 2024 года																											
Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.		Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения ПДВ				
		наименование	количество, шт.						точ.ист, /1-го конца линейного источника /центральной площадной источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площадной источника	X1	Y1	X2	Y2													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	01	Печь ПП-0,63	1	4368	Дымовая труба	0001	7	0,47	2,25	0,3896323	200	6555	9018									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0961	427,333	1,5108	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01561	69,414	0,2455		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угольный газ) (584)	0,0418	185,875	0,6578		
																					0410	Метан (727*)	0,0418	185,875	0,6578		
001	01	Накопительная емкость	1	4368	Дыхательный клапан	0002	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6819	9027									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	6,4061	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	2,3674		
																					0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0309		
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0097		
																					0621	Метилбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0194		
																					1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00008		
001	01	Накопительная емкость	1	4368	Дыхательный клапан	0003	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6828	8973									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	6,4061	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	2,3674		
																					0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0309		
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0097		
																					0621	Метилбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0194		
																					1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00008		
001	01	Накопительная емкость	1	4368	Дыхательный клапан	0004	4	0,25	0,01	0,0000281	30	6837	8927									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16,2363	641299245	6,4061	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6,0002	236995112	2,3674		
																					0602	Бензол (64)	0,0784	3096632,9	0,0309		
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0246	971647,57	0,0097		
																					0621	Метилбензол (349)	0,0493	1947244,93	0,0194		
																					1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0002	7899,574	0,00008		
001	01	Газопоршневая электростанция АГП-200	1	4368	Выхлопная труба	0005	15	0,2	1,03	0,0325	300	6564	8882									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2048	13226,306	4,9117	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0666	4301,133	1,5963		
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0018	116,247	0,0408		
																					0330	Сера диоксид (Ангирид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,064	4133,221	1,5349		
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угольный газ) (584)	0,2645	17081,826	6,3852		
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1547	9990,769	3,6838		
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	3E-08	0,002	0,000001		
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0004	25,833	0,0102		
001	01	Наливной стояк	1	4368	Наливной стояк	0006	4	0,25	0,01	0,0000048	30	6828	8863									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,3991	323509844	7,9494	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,5171	119567537	2,9377		
</td																											

001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0008	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6173	9674						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0009	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10183						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0010	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6628	10256						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0011	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6910	10375						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0012	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6555	10475						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0013	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6273	10202						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0014	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	7101	9892						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Печь УН-0,2М	1	4368	Дымовая труба	0015	10,4	0,45	0,57	0,0901927	200	6127	10365						0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0168	322,728	0,2641
																		0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00273	52,443	0,0429	
																		0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0105	201,705	0,1645	
																		0410 Метан (727*)	0,0105	201,705	0,1645	
001	01	Нефтегазосепаратор	1	4368	Неорганизованный источник	6001	2				30	6641	9009	2	2				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0201		0,3156
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0076		0,1196	
																		1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000002		0,000004	
001	01	Газосепаратор	1	4368	Неорганизованный источник	6002	2				30	6705	9005	2	2				0410 Метан (727*)	0,0522		0,8211
001	01	Дренажная емкость	1	4368	Неорганизованный источник	6003	2				30	6748	8875	2	2				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0095		0,1486
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0036		0,0563	
																		1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002	
001	01	Площадка скважины №206	1	4368	Неорганизованный источник	6004	2				30	6085	9676	5	5				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																		1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002	
001	01	Площадка скважины №230	1	4368	Неорганизованный источник	6005	2				30	6819	10161	5	5				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																		1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002	
001	01	Площадка скважины №119	1	4368	Неорганизованный источник	6006	2				30	6669	10315	5	5				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351
																		0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512	
																		1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002	

001	01	Площадка скважины №122	1	4368	Неорганизованный источник	6007	2			30	7002	10330	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																		1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №21	1	4368	Неорганизованный источник	6008	2			30	6616	10430	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																		1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №115	1	4368	Неорганизованный источник	6009	2			30	6348	10202	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																		1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №219	1	4368	Неорганизованный источник	6010	2			30	7039	9916	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																		1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002		
001	01	Площадка скважины №220	1	4368	Неорганизованный источник	6011	2			30	6198	10354	5	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0043		0,1351	
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0016		0,0512		
																		1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0,0000001		0,000002		

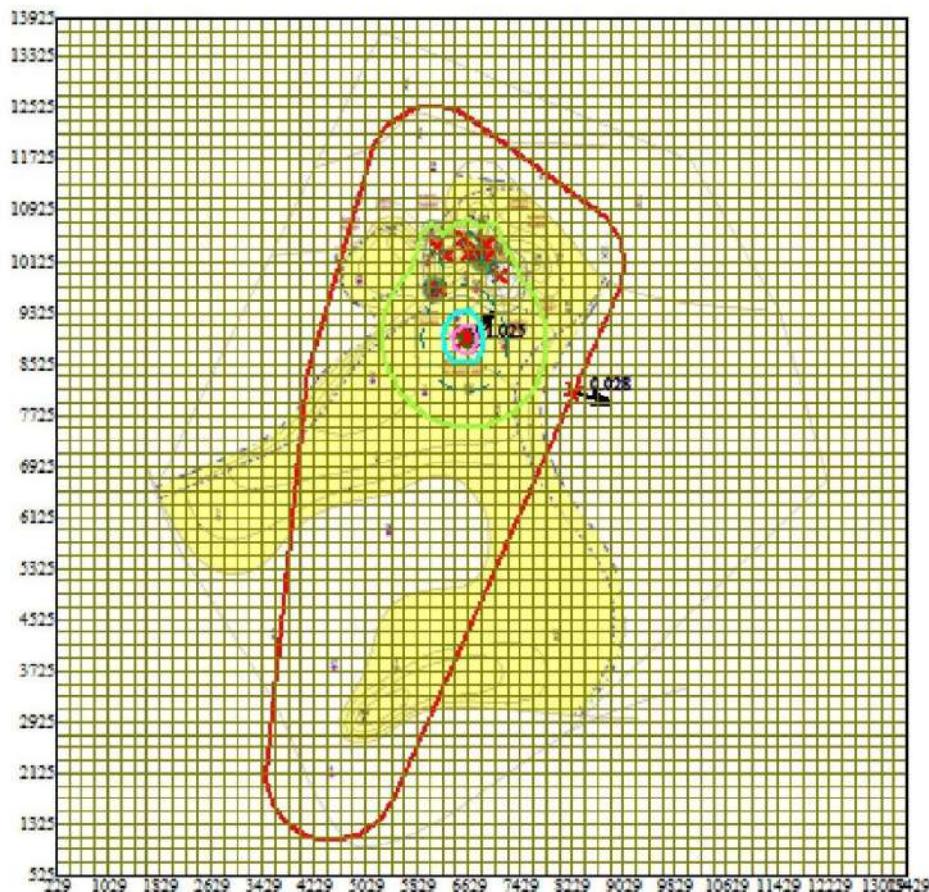
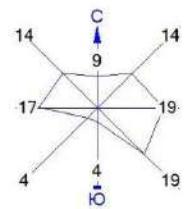


### **ПРИЛОЖЕНИЕ 3**

**Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний**



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

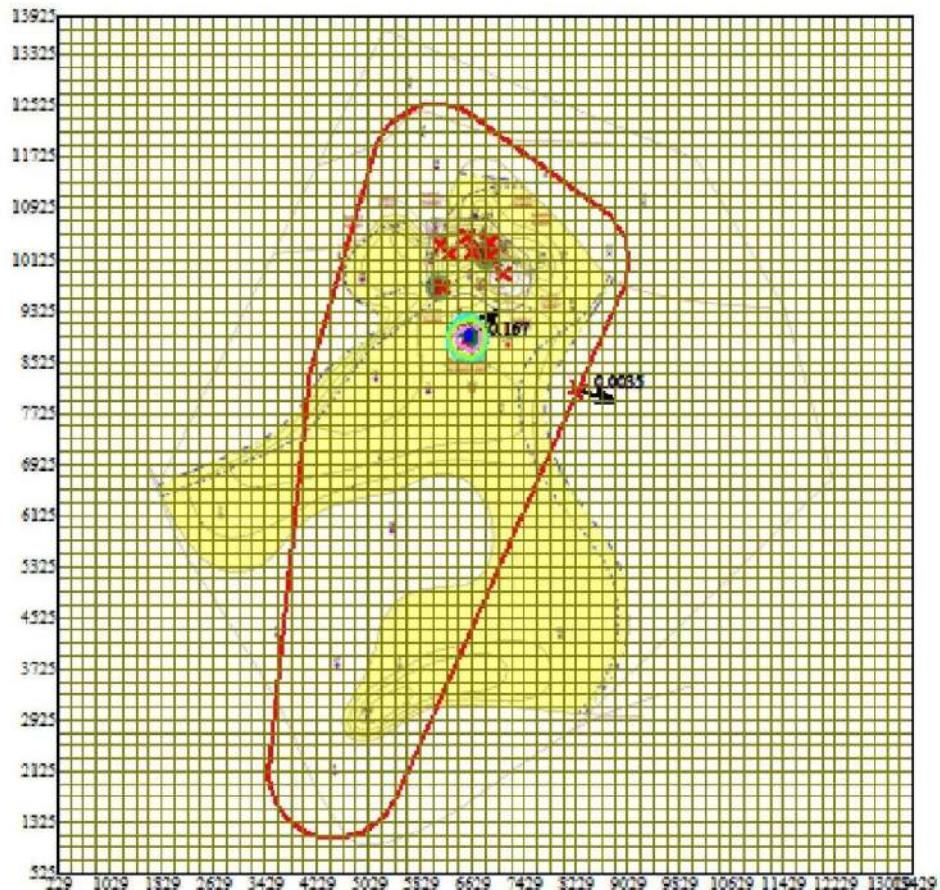
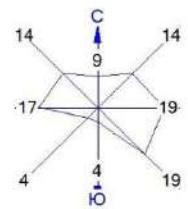
- 0.050
- 0.100
- 0.258
- 0.514
- 0.770
- 0.923
- 1.0

0 985 2955 м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 1.0251451 ПДК достигается в точке x= 6629 y= 8925  
При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 0.63 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68



ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014  
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

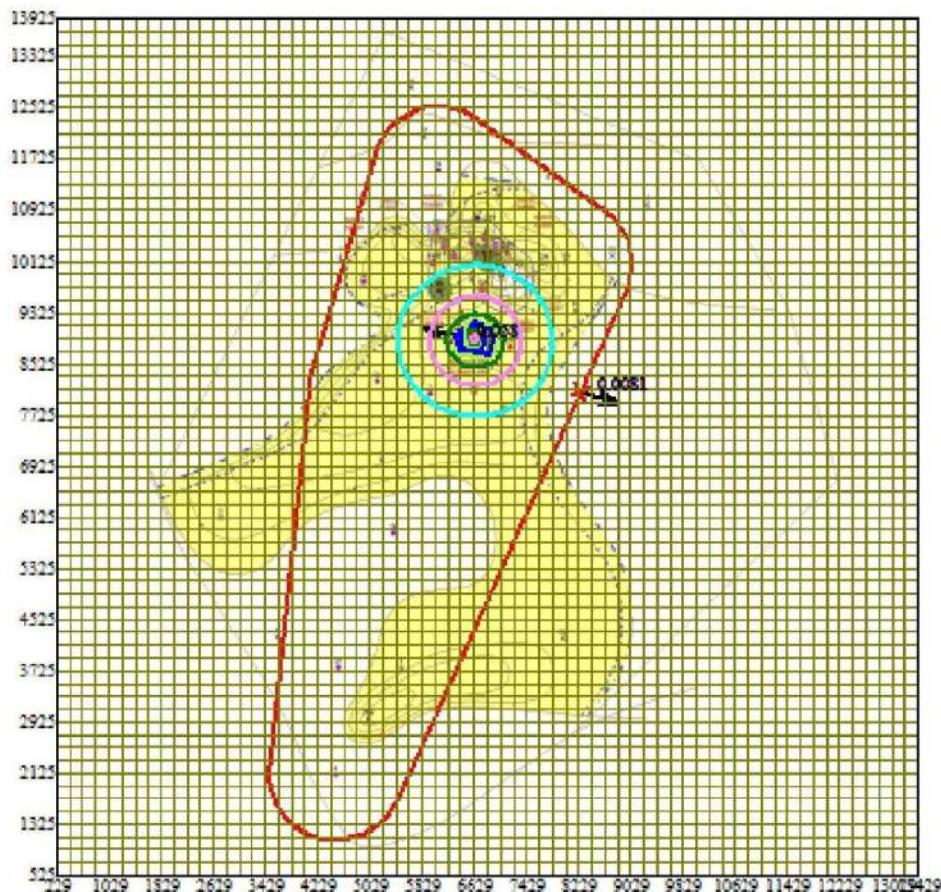
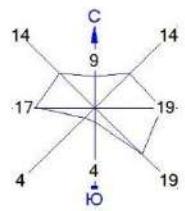
- 0.042 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.083 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.125 ПДК
- 0.150 ПДК

0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 0.1666862 ПДК достигается в точке x= 6629 y= 8925  
При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 0.63 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа № 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник № 01

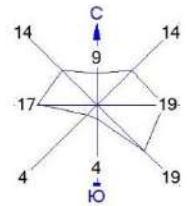
Изолинии в долях ПДК

- 0.015 ПДК
- 0.029 ПДК
- 0.043 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.052 ПДК

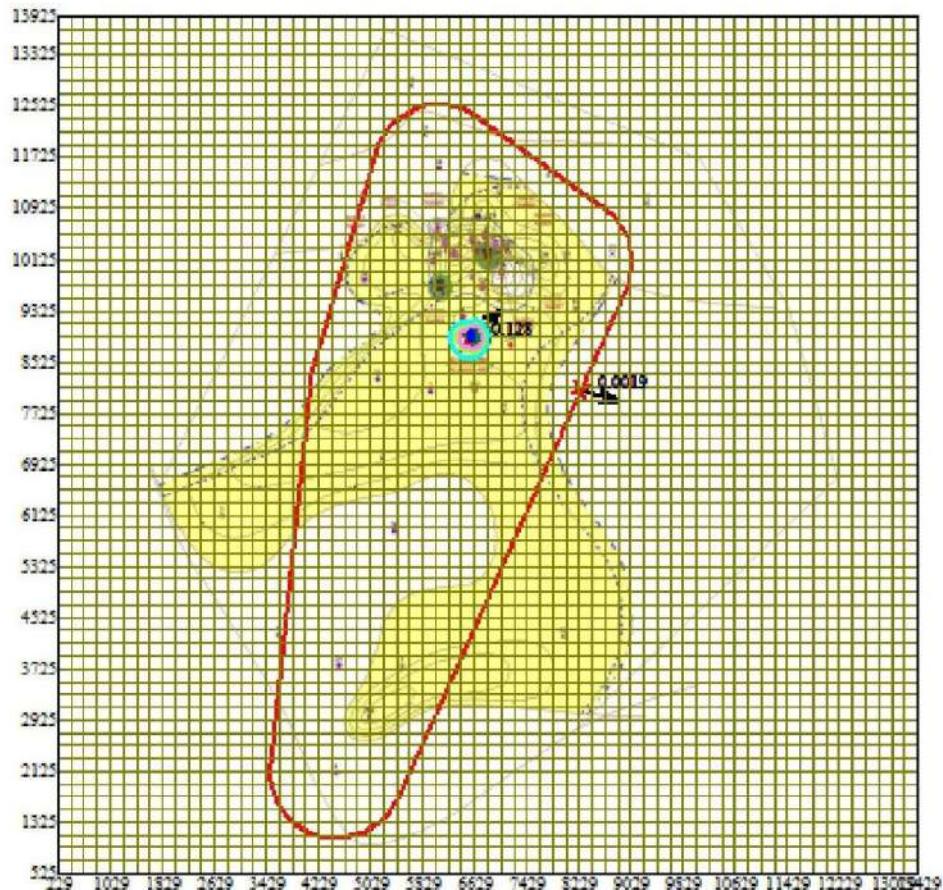
0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 0.0578608 ПДК достигается в точке x= 6429 у= 8925  
При опасном направлении 101° и опасной скорости ветра 6.05 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

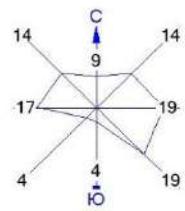
Изолинии в долях ПДК

- 0.032 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.064 ПДК
- 0.096 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.115 ПДК

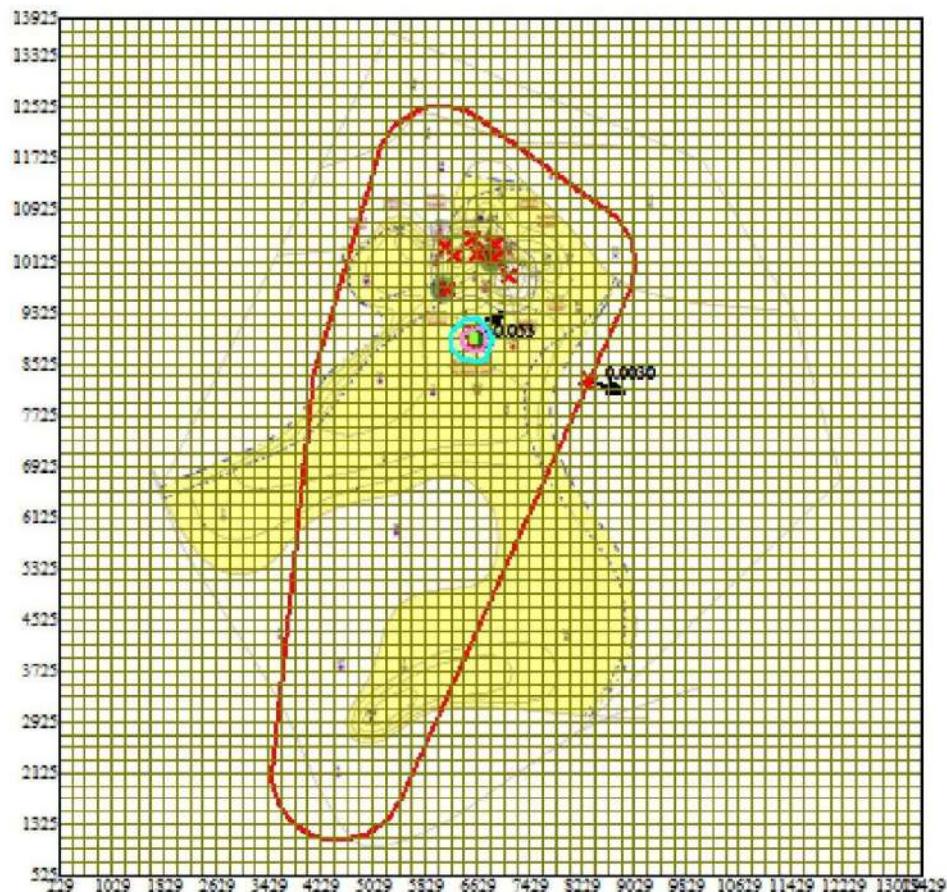
0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 0.1281431 ПДК достигается в точке x= 6629 у= 8925  
При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 0.63 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



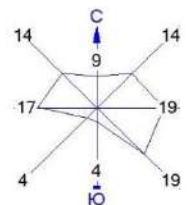
Условные обозначения:  
Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
Максим. значение концентрации  
Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
0.013 ПДК  
0.027 ПДК  
0.040 ПДК  
0.048 ПДК  
0.050 ПДК

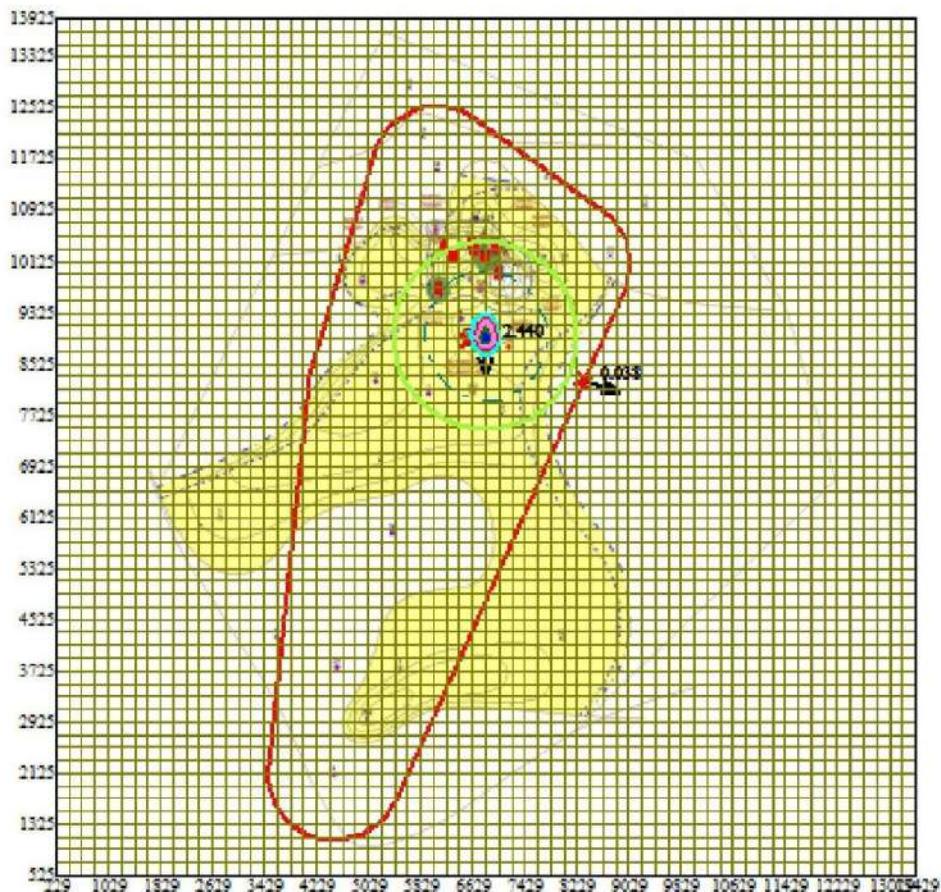
0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 0.0529592 ПДК достигается в точке x= 6629 у= 8925  
При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 0.63 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502\*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

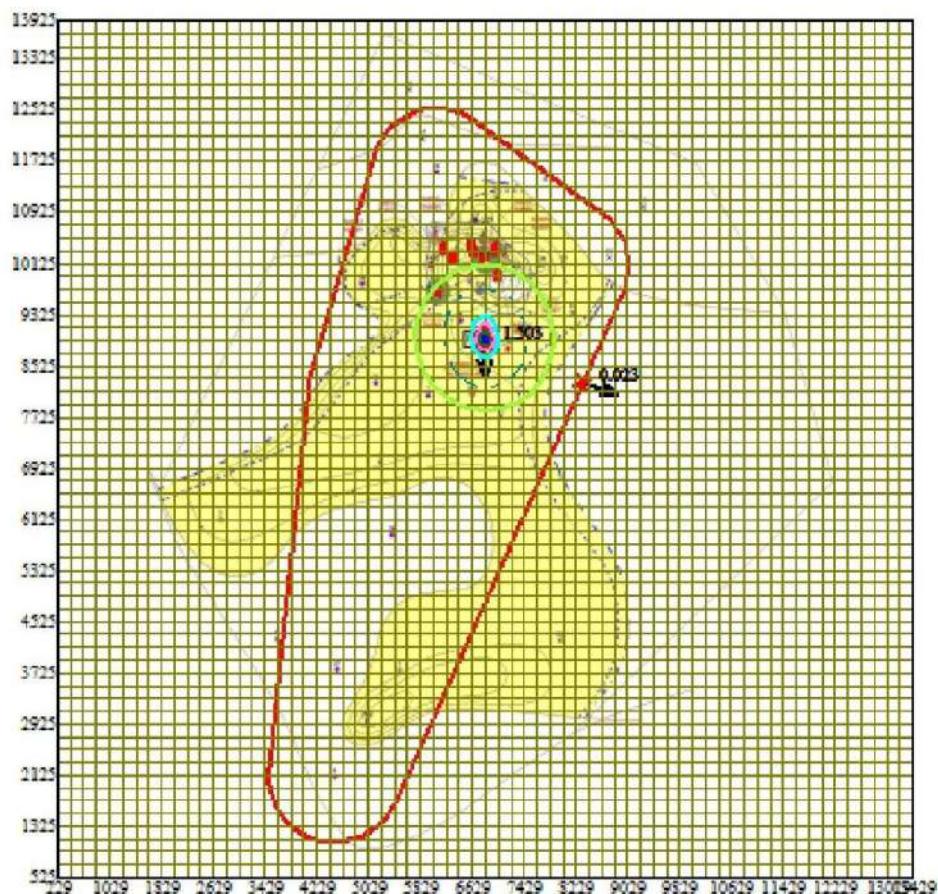
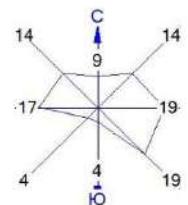
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.612 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.222 ПДК
- 1.831 ПДК
- 2.197 ПДК

0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 2.440439 ПДК достигается в точке x= 6829 y= 8925  
При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 0.64 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68



ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014  
0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503\*)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

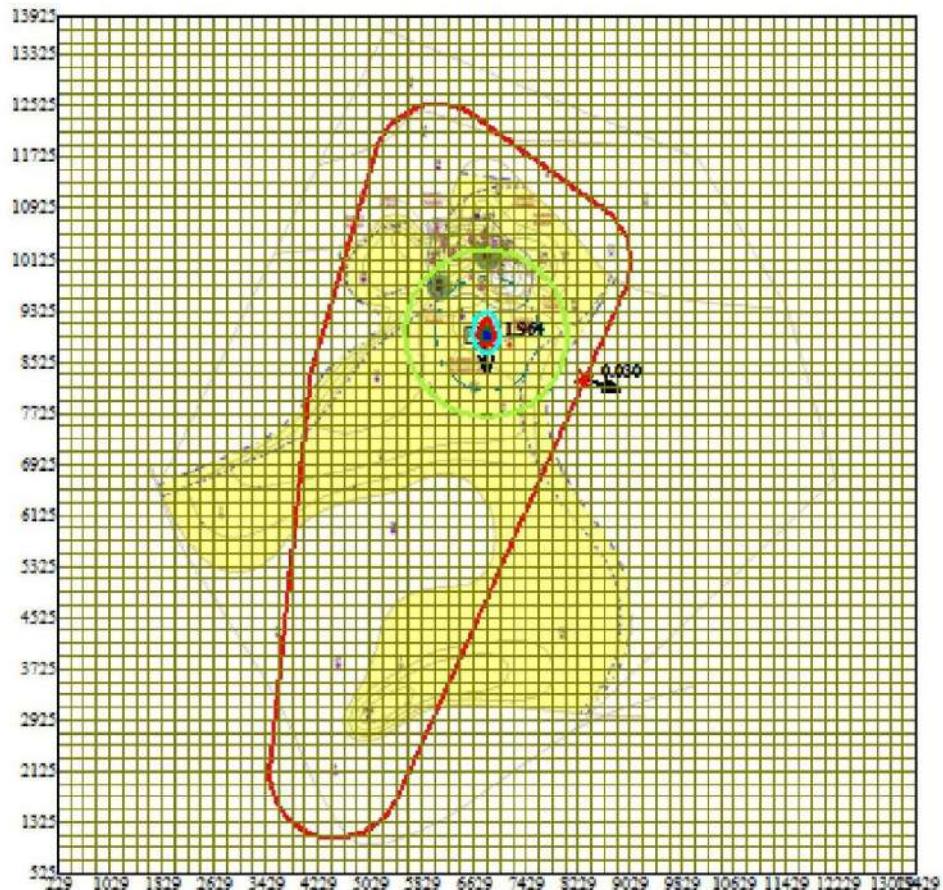
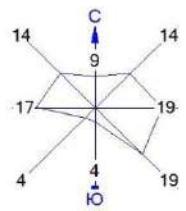
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.377 ПДК
- 0.752 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.128 ПДК
- 1.353 ПДК

0 985 2955 м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 1.5031264 ПДК достигается в точке x= 6829 y= 8925  
При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 0.64 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0602 Бензол (64)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа № 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник № 01

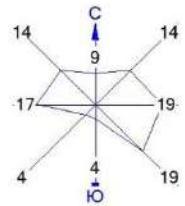
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.493 ПДК
- 0.983 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.474 ПДК
- 1.768 ПДК

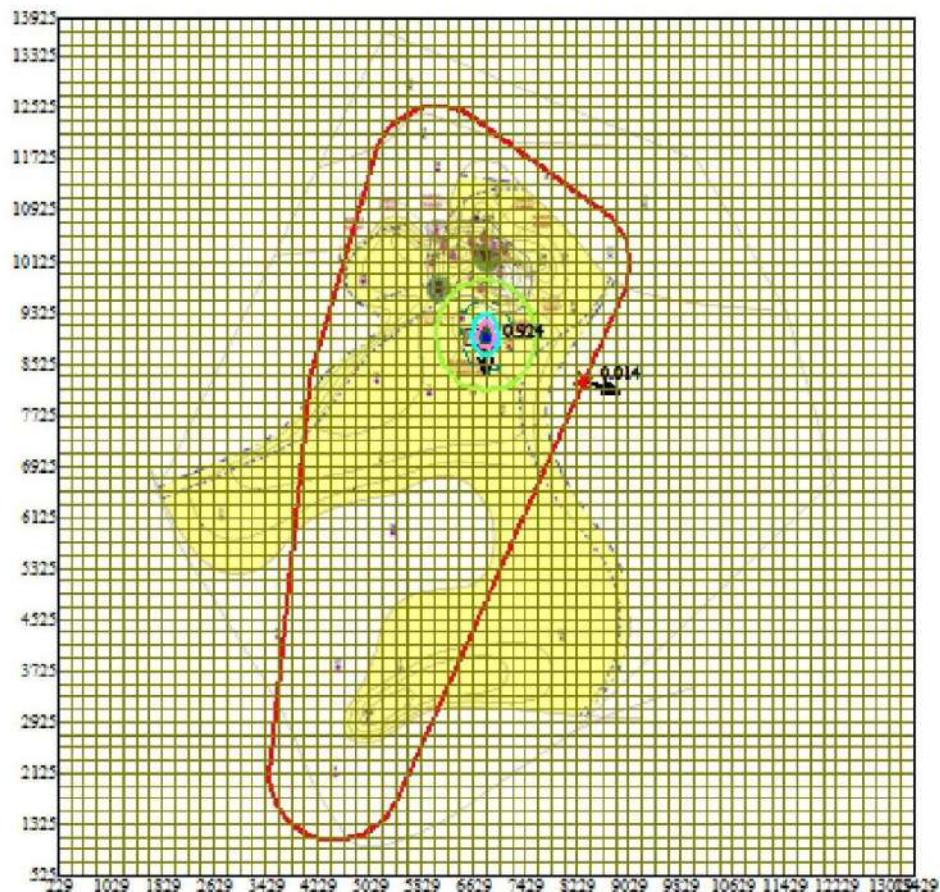
0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 1.9639859 ПДК достигается в точке x= 6829 y= 8925  
При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 0.64 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа № 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник № 01

Изолинии в долях ПДК

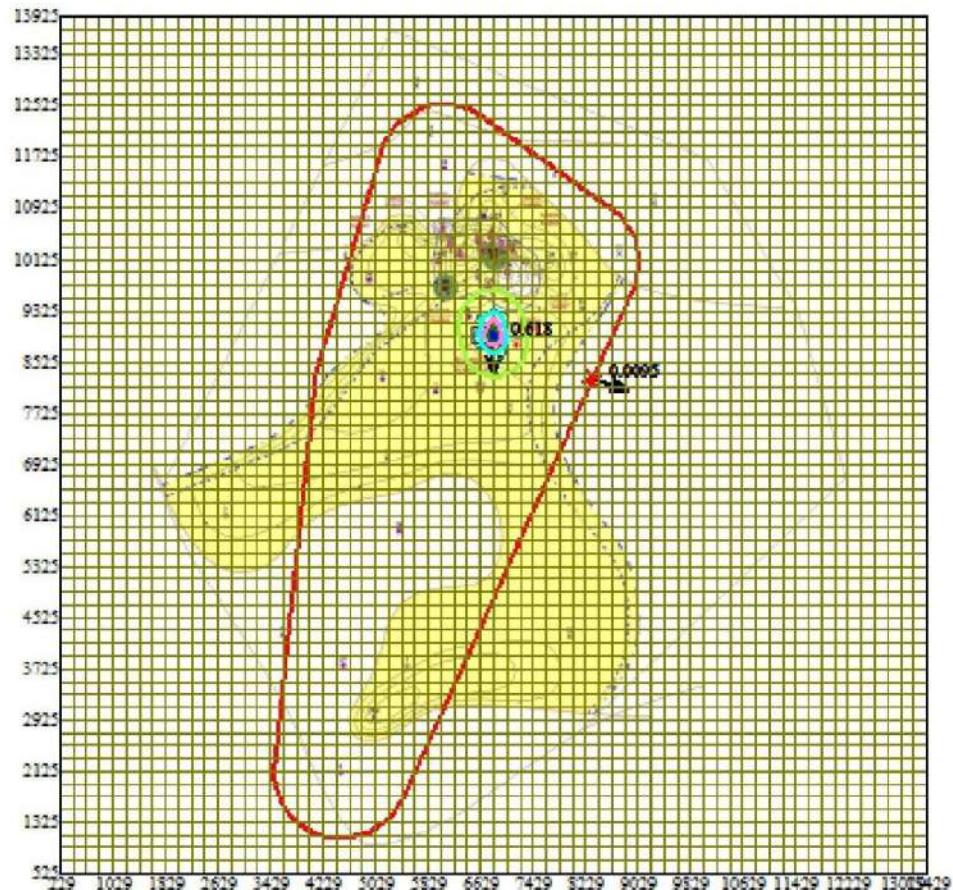
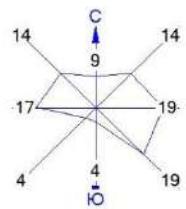
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.232 ПДК
- 0.463 ПДК
- 0.694 ПДК
- 0.832 ПДК

0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 0.9243761 ПДК достигается в точке x= 6829 y= 8925  
При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 0.64 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
0621 Метилбензол (349)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

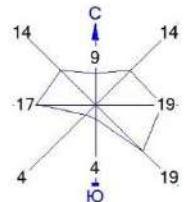
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- - - 0.100 ПДК
- 0.155 ПДК
- 0.309 ПДК
- 0.463 ПДК
- 0.556 ПДК

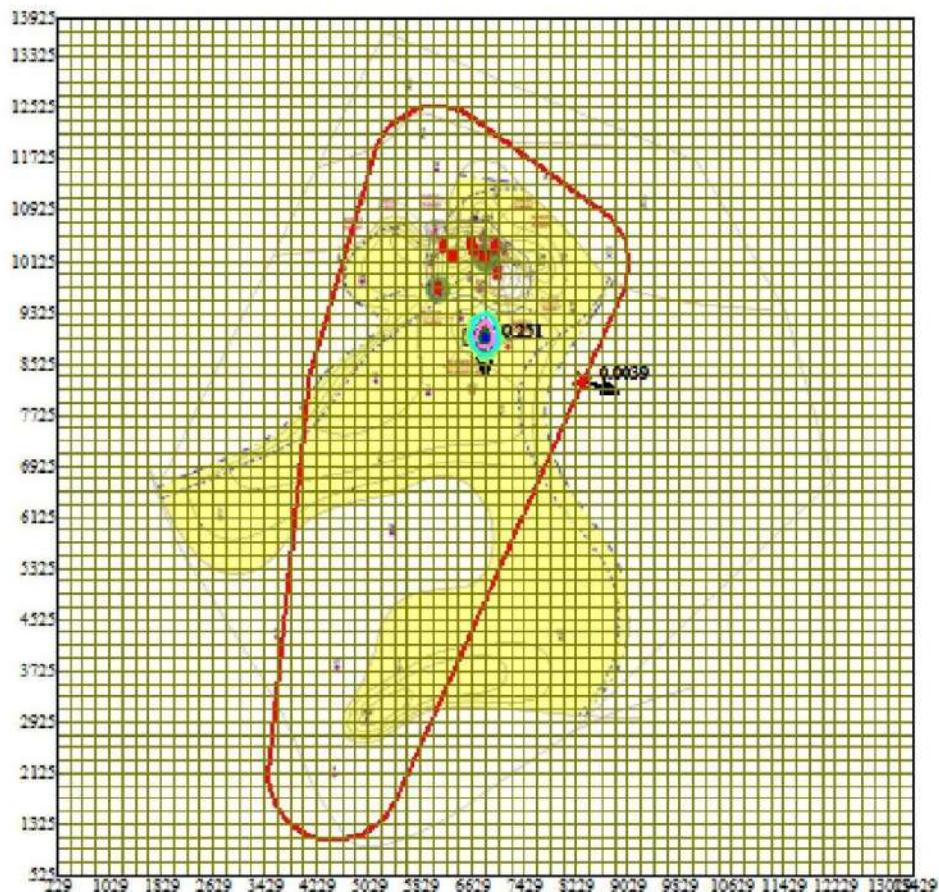
0 985 2955 м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 0.6175033 ПДК достигается в точке x= 6829 y= 8925  
При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 0.64 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68





ПК ЭРА v3.0 Модель: MPK-2014  
1715 Метантиол (Метилмеркаптан) (339)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

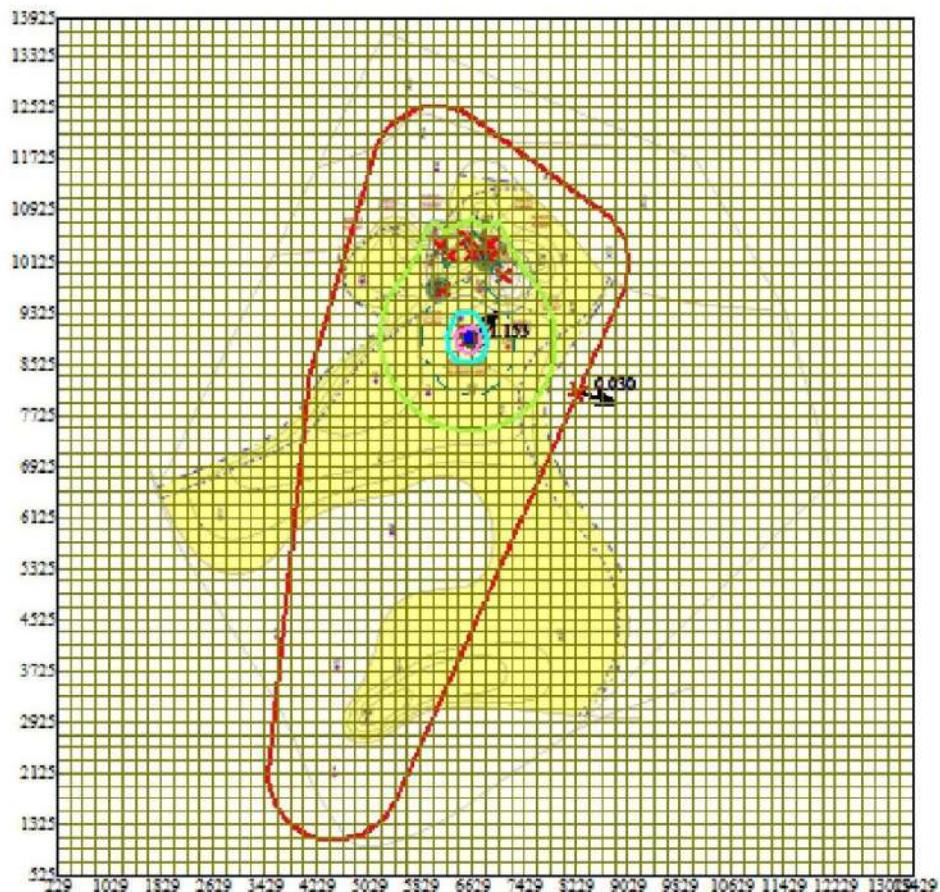
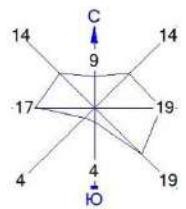
- 0.050 ПДК
- 0.063 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.125 ПДК
- 0.188 ПДК
- 0.225 ПДК

0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 0.2505164 ПДК достигается в точке x= 6829 y= 8925  
При опасном направлении 357° и опасной скорости ветра 0.64 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
6007 0301+0330



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа № 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник № 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.290 ПДК
- 0.578 ПДК
- 0.866 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.038 ПДК

0 985 2955м.  
Масштаб 1:98500

Макс концентрация 1.1532881 ПДК достигается в точке x= 6629 y= 8925  
При опасном направлении 237° и опасной скорости ветра 0.63 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 13200 м, высота 13400 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 67\*68



**ПРИЛОЖЕНИЕ 4**  
**Горный и геологический отводы месторождения Ракушечное**



Приложение 2  
к контракту № 526 от 25.08.2000г.  
на право недропользования  
(нефть)

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ  
КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ  
«КАЗГЕОИНФОРМ»

ГОРНЫЙ ОТВОД

Выдан Товариществу с ограниченной ответственностью «CaspiOilGas»

на право недропользования для добычи углеводородного сырья

на газоконденсатном месторождении Ракушечное в пределах блоков

XXXVIII-II-F(частично), 12-D (частично); XXXVII-C (частично), 12-Д(частично)

Горный отвод расположен в Мангистауской области

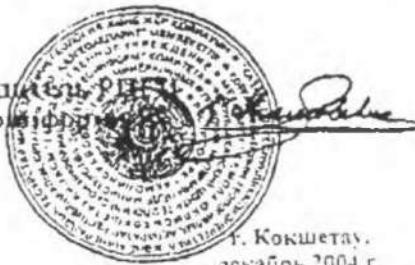
Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками с т. 1 по т. 11

угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	42° 58' 22"	51° 56' 35"
2	42° 59' 48"	51° 55' 56"
3	42° 59' 40"	51° 55' 05"
4	43° 00' 26"	51° 53' 53"
5	43° 01' 01"	51° 55' 05"
6	43° 01' 13"	51° 56' 35"
7	43° 00' 36"	51° 59' 58"
8	42° 59' 41"	52° 00' 52"
9	42° 58' 15"	51° 59' 05"
10	42° 58' 00"	51° 58' 09"
11	42° 58' 00"	51° 57' 30"

Площадь горного отвода - 32,824 (тридцать две целых восемьдесят восемь сотых тысяч четырех тысячных) кв. км

Глубина отвода - до абсолютной отметки - 4 110 м

Руководитель РГН  
«Казгеоинформ»



С. Ақылбеков

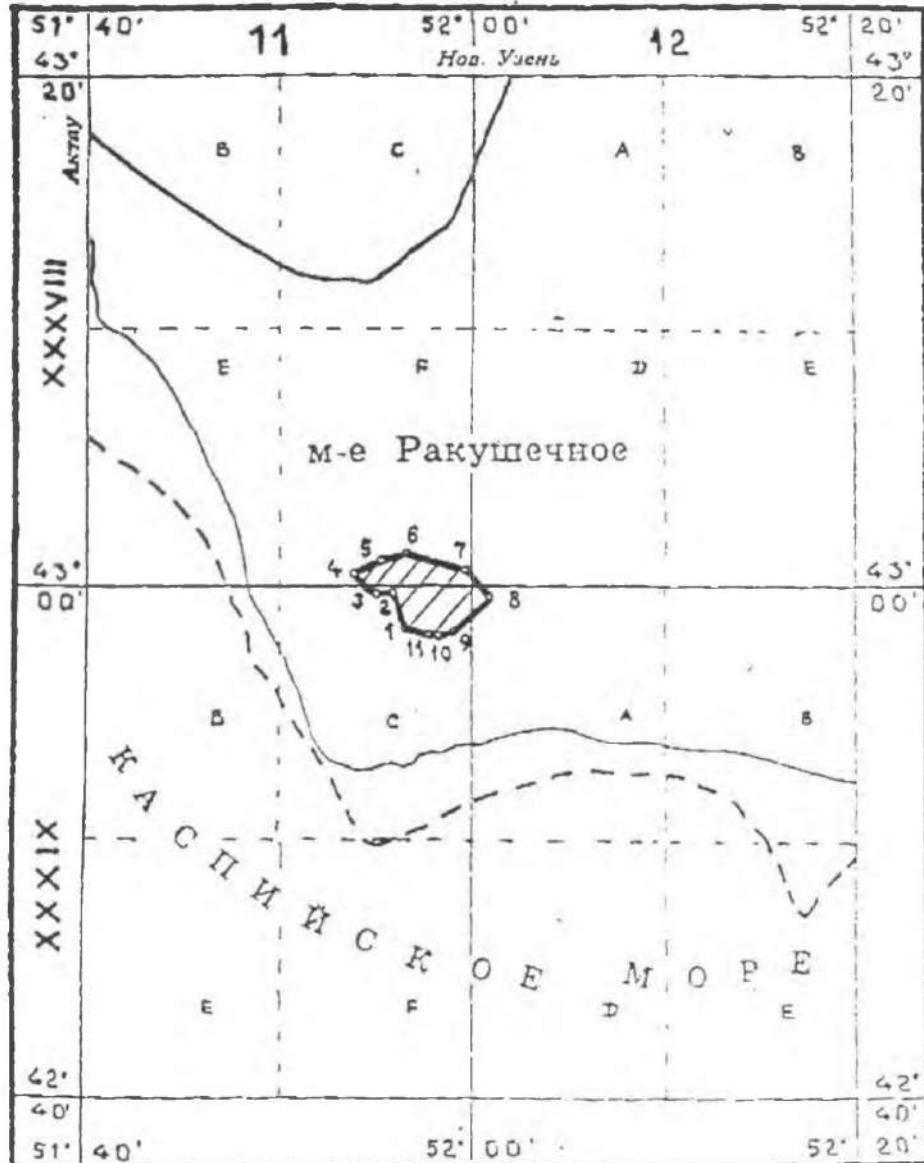
г. Кокшетау,  
октябрь 2004 г.



Картограмма  
угловых точек территории месторождения Ракушечное

на блоках XXXVIII-11-F(частично), 12-D(частично);  
XXXIX-11-C(частично), 12-A(частично)

Масштаб 1:500 000



территория месторождения Ракушечное





Приложение 2  
к контракту № 526 от 25.08.2000г.  
на право недропользования  
(нефть)

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И МИНЕРАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ  
КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ЦЕНТР ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ  
«КАЗГЕОИНФОРМ»

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ОТВОД

Выдан Товариществу с ограниченной ответственностью «CaspiOilGas»  
на право недропользования для разведки углеводородного сырья  
на газоконденсатном месторождении Ракушечное в пределах блоков XXXVIII-11-F(частично), 12-D(частично); XXXIX-11-C(частично), 12-A(частично)  
Геологический отвод расположен в Мангистауской области  
Границы отвода на картограмме обозначены угловыми точками с т. 1 по т. 6

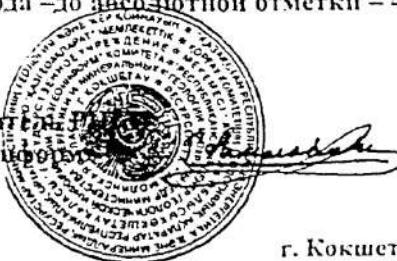
угловые точки	координаты угловых точек	
	северная широта	восточная долгота
1	42° 55' 40"	51° 50' 00"
2	43° 03' 05"	51° 55' 50"
3	43° 00' 50"	52° 03' 25"
4	42° 58' 20"	52° 05' 30"
5	42° 55' 32"	52° 06' 35"
6	42° 51' 30"	52° 00' 00"

Причесание: От точки 1 до точки 6 площадь участка проходит вдоль береговой линии Каспийского моря.

Площадь геологического отвода – 287,0 (двести восемьдесят семь) кв.км

Глубина отвода – до абсолютной отметки – 4 110 м

Руководитель  
«Казгеоинформа»



С.А.Акылбеков

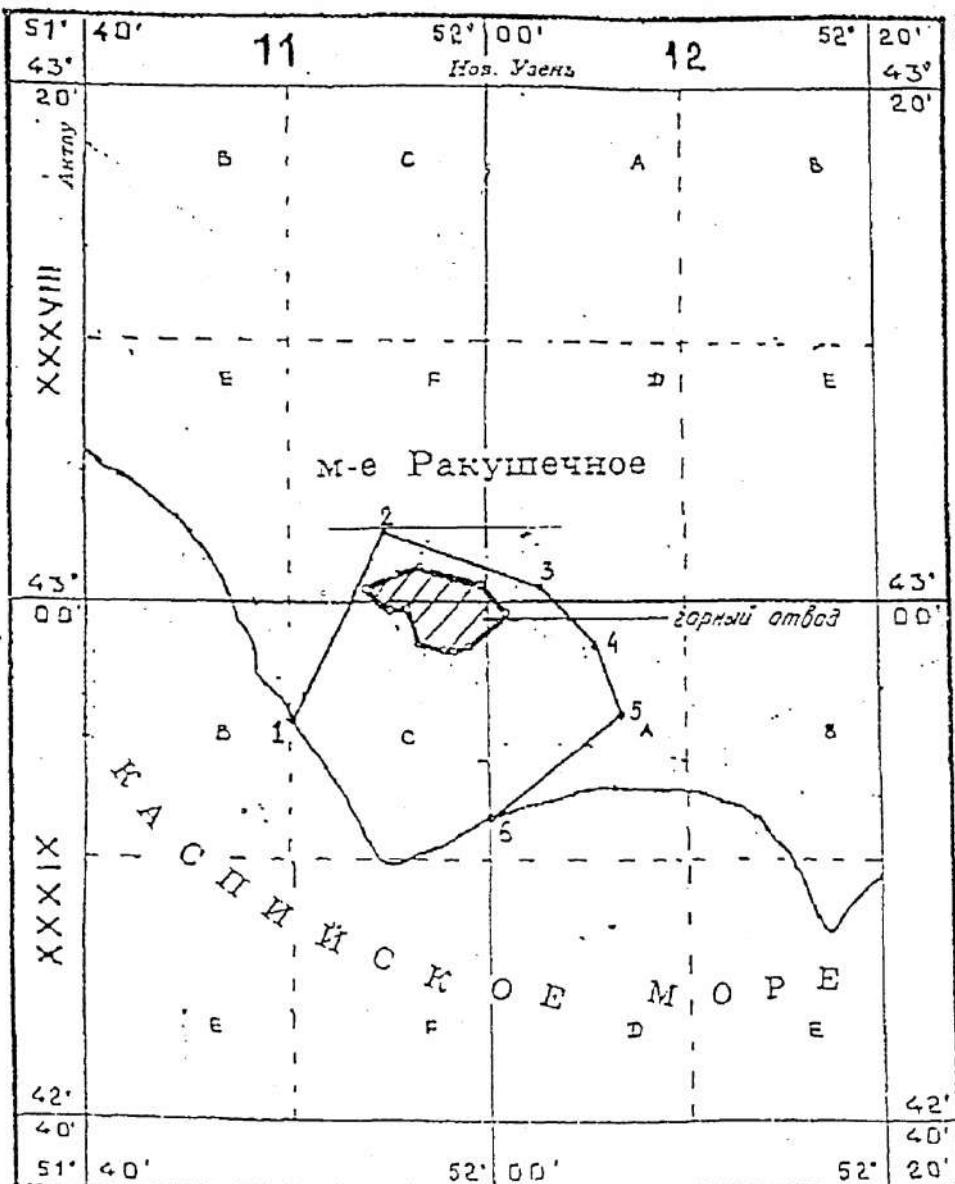
г. Кокшетау,  
декабрь 2004 г.



Приложение № 2а  
к геологическому отводу

Картограмма расположения геологического отвода  
месторождения Ракушечное

Масштаб 1 : 500 000



Геологический отвод для разведки района  
месторождения Ракушечное

г. Коқшетау,  
ноябрь, 2003г.



## ПРИЛОЖЕНИЕ 5

### Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование





## ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079Р

**Выдана**

**Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,  
Микрорайон 8, дом № 38А  
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие**

**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

**Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель  
(уполномоченное лицо)**

-

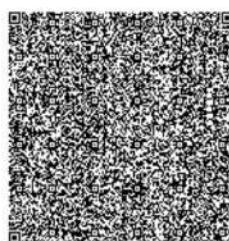
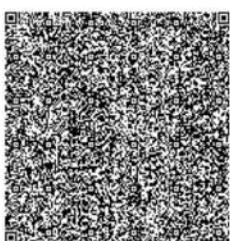
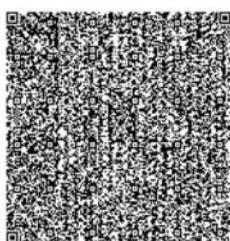
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи 07.08.2007**

**Срок действия  
лицензии**

**Место выдачи**

г.Нур-Султан

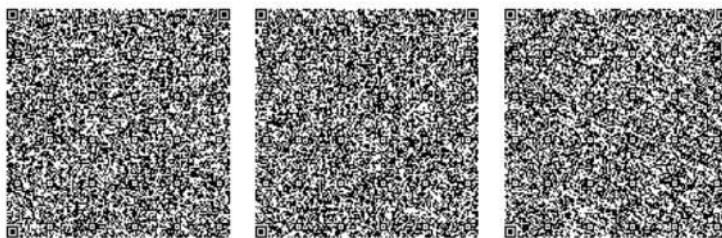




## ЛИЦЕНЗИЯ

Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего: Абдуалиев Айдар Сейсенбекович





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

### Производственная база

(местонахождение)

### Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

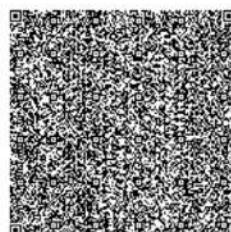
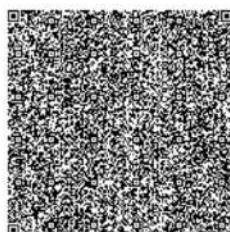
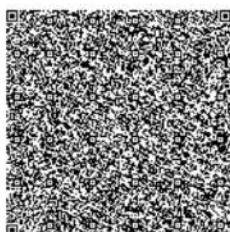
(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

### Руководитель

(уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



**Номер приложения** 001

**Срок действия**

**Дата выдачи приложения** 07.08.2007

**Место выдачи** г.Нур-Султан

**Дата перевода в электронный формат** 21.10.2021

Осы құжат «Электрондық қызметтердің деңгээлдегі негізгі принциптерін жөндеуде» Республикасының 2003 жылдың 7 қартарадагы Заны 7 бабының 1 тармалына сәйкес көзғалыс тасығыштары құжатпен мәннен берілді. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равносителен документу на бумажном носителе.

**Ф.И.О. подписавшего:** Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

