



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ  
Генеральный директор  
АО «Кристалл Менеджмент»



Д. Сайзинулы

2022 г.

**ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКОЛЬ  
ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2022 ГОДА**

Договор №34-22/КМ

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

З. Ж. Мурталиев

Ақтау, 2022

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

### Список исполнителей

Подпись      Фамилия

Директор

Департамента охраны недр и окружающей среды \_\_\_\_\_  
(подпись) Л.У.Ешбаева

Ответственный исполнитель,

Главный специалист

\_\_\_\_\_  
(подпись) З.Ж.Мурталиев

Главный специалист

\_\_\_\_\_  
(подпись) Т.Ю.Мигунова

Главный специалист

\_\_\_\_\_  
(подпись) Г.А.Мендигазиева

Старший специалист

\_\_\_\_\_  
(подпись) И.А.Саргожа

Специалист

\_\_\_\_\_  
(подпись) Р.А.Чотанова

Т.контроль

\_\_\_\_\_  
(подпись) Л.У.Ешбаева



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>4</b>
<b>1 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ</b> .....	<b>10</b>
1.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду .....	10
1.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	13
<b>2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ</b> .....	<b>16</b>
2.1 Общие сведения о месторождении .....	16
<b>3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ</b> .....	<b>18</b>
3.1 Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки .....	18
3.1.1 Обоснование выделения объектов разработки .....	18
3.1.2 Обоснование расчётных вариантов и технологические показатели разработки .....	20
3.2 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин .....	25
3.3 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....	27
<b>4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА</b> .....	<b>29</b>
4.1 Климатическая характеристика.....	29
4.1.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей .....	35
4.2 Современное состояние атмосферного воздуха .....	37
4.3 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	39
4.4 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	40
4.5 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу .....	42
4.6 Предварительные предложения по установлению нормативов допустимых выбросов (НДВ) .....	45
4.7 Оценка воздействия на атмосферный воздух .....	57
4.8 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу.....	58
4.9 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) .....	60
4.10 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха .....	62
4.10.1 Рекомендации по проведению мониторинга атмосферного воздуха.....	63
<b>5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД</b> .....	<b>66</b>
5.1 Характеристика водопотребления и водоотведения .....	66
5.2 Поверхностные воды региона .....	68
5.3 Подземные воды .....	69
5.4 Современное состояние водных ресурсов на месторождении .....	83
5.5 Оценка воздействия и анализ последствий возможного загрязнения подземных вод.....	83
5.6 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения .....	85
5.7 Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод .....	87
<b>6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА</b> .....	<b>89</b>
6.1 Геологическая характеристика месторождения .....	89
6.2 Свойства и состав нефти и газа .....	105
6.2.1 Физико-химические свойства пластовой нефти .....	105
6.2.2 Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях .....	109
6.2.3 Компонентный состав нефтяного газа.....	114
6.3 Оценка воздействия на недра .....	117
6.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	119
6.5 Рекомендации по изучению, контролю и оценки состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды).....	120
<b>7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ</b> .....	<b>122</b>
7.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления .....	123
7.1.1 Процедура управления отходами.....	123
7.2 Программа управления отходами .....	131
7.3 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления .....	133
7.4 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	135
<b>8. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ</b> .....	<b>137</b>
8.1 Акустическое воздействие.....	137
8.2 Вибрация .....	138
8.3 Электромагнитное излучение.....	139



8.4 Тепловое излучение.....	141
8.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений .	141
8.6 Радиационная безопасность.....	144
8.6.1 Характеристика радиационной обстановки .....	145
<b>9. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ .....</b>	<b>146</b>
9.1 Характеристика почвенного покрова .....	146
9.2 Современное состояние почвенного покрова .....	152
9.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров .....	153
9.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов .....	155
9.5 Предложения по организации мониторинга почвенного покрова .....	158
<b>10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ .....</b>	<b>160</b>
10.1 Характеристика растительного покрова.....	160
10.1.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана .....	164
10.2 Характеристика воздействия на растительные сообщества .....	165
10.3 Оценка воздействия и мероприятия по снижению воздействия на растительность .....	167
10.4 Предложения по мониторингу растительного покрова .....	169
<b>11 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....</b>	<b>170</b>
11.1 Характеристика животного мира .....	170
11.1.1 Редкие и исчезающие виды .....	172
11.1.2 Миграции животных .....	173
11.2 Характеристика воздействия на фауну региона .....	175
11.3 Оценка воздействия и мероприятия по снижению вредного воздействия на животный мир .....	177
11.4 Предложения по мониторингу животного мира.....	179
<b>12 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА .....</b>	<b>180</b>
12.1 Социально-экономические условия.....	180
12.2 Социально – экономическое положение .....	181
12.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона .....	187
12.4 Оценка воздействия на культурно-бытовые, социально-экономические условия и здоровье населения.....	188
<b>13 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА.....</b>	<b>191</b>
13.1 Общие понятия и определения.....	191
13.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду .....	192
13.3 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия .....	193
13.4 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий .....	197
13.5 Оценка экологического риска при буровых операциях .....	199
<b>14 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>203</b>
14.1 Общие положения .....	203
14.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности .....	204
<b>15 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....</b>	<b>207</b>
15.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду .....	207
15.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	210
<b>16 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>212</b>
16.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников .....	212
16.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде.....	212
<b>17 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ .....</b>	<b>213</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....</b>	<b>216</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>219</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Действующим проектным документом на разработку месторождения является «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь», утвержденный МЭ Республики Казахстан (протокол №4/12 от 24.09.2020 г.).

«Проект разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2022 г» выполнен АО «НИПИнефтегаз» по договору № 34-22/КМ с ТОО «Кристалл Менеджмент» в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» и согласно «Методическим рекомендациям по проведению проекта разработки нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений».

Лицензионной территорией, на которой расположено месторождение Караколь, владеет АО «Кристалл Менеджмент» согласно Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36. Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18256,48 км<sup>2</sup>.

Согласно Дополнению № 8 (государственный регистрационный № 4849-УВС МЭ РК от «22» сентября 2020 г.) к вышеназванному Контракту № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г., после обращения недропользователя в Компетентный орган, последним, на основании Свидетельства о наступлении обстоятельств непреодолимой силы №5934/2020ФМ от 12 июля 2020 года, был продлен до 31 октября 2023 г. (письмо №04-11/ЗТ-С-367//ЗТ-С-367/1 от 12 августа 2020 г., протокол № 9/7 МЭ РК от 4 августа 2020 г.).

В 2013 г. компанией ТОО «Кен Багдар» был разработан «Проект поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», который был утвержден КГиН МИИНТ РК (Письмо за № 17-04/1381-кги от «06» декабря 2013 г). Проектным документом было предусмотрено проведение 2Д сейсморазведки в объеме 3985 пог.км, электроразведка в объеме 670 км, а также бурение и испытание 5 поисковых скважин (на ранее выявленных структурах Северная Ровная, Западная, Северный Жинишкекум, Ровная и Восточная). Все работы были поделены на 5 лет.

На основании вышеуказанного проектного документа были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 1335 пог.км, предусмотренные первым годом рабочей программы, а также электроразведочные работы в объеме 670 км.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEО ENERGY» был составлен и согласован отчет «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии

CRS в 2014-3-й квартал 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 720 от «17» сентября 15 2015 г.). В результате выявлены семь перспективных структур – Южный Жинишкекум, Дадикбай, Северный Жамантуз, Восточное Ровное, Северный Майбулак, Сортобе и Западное Ровное, которые были рекомендованы к детальному изучению сейсморазведочными работами МОГТ-3Д с дальнейшим бурением в центральной части Блока А.

В 2014 г. компанией ТОО «SED» было разработано «Дополнение к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-02/08-346 от «15» апреля 2015 г.). Проектом были скорректированы объемы геологоразведочных работ, дополнительно заложены сейсморазведочные работы 2Д/3Д, бурение перенесено на 2016-2018 гг. Согласно этому проекту были выполнены сейсморазведочные работы 2Д/3Д в объеме 748 пог.км. и 400 кв.км, соответственно.

В 2015 г. компанией ТОО «LARGEО ENERGY» составлен и согласован отчет «Выполнение обработки и интерпретации данных сейсморазведки МОГТ-2Д по технологии CRS в 2015 г. на участке (Блок А), принадлежащему АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 730 от «12» ноября 2015 г.).

В результате комплексного анализа были выявлены структуры Досжан Западный и Майтобе, которые были рекомендованы к детализации с помощью 2Д с дальнейшим бурением поисковых скважин.

В 2016 г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» составлен и согласован отчет «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2015 г. на участках Ровное и Жинишкекум (Блок А) на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 20/16 от «31» марта 2016 г.).

В 2015 г. компанией ТОО «SED» было разработано «Дополнение №2 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-2-03-7054/И от «20» ноября 2015 г.).

Проектным документом было скорректировано местоположение первых поисковых скважин и пересмотрены сроки строительства скважин, а также дополнительно были заложены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км. Согласно вышеназванному дополнению к проектному документу были выполнены сейсморазведочные работы 3Д в объеме 1000 кв.км.

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» были составлены и утверждены два отчета: «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных 16 в 2016 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 772 от «01» июня 2017 г.) и «О результатах сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенных в пределах северной части Блока А (Черкитаусской грабенсинклинали), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Запказнедра» № 64/2017 от «04» июля 2017 г.).

По результатам проведения сейсморазведочных работ МОГТ-3Д в объеме 1000 кв.км, были выявлены структуры – Досжан, Сулутабан, Бестобе, Караколь, Дарьябай, Ровное Юго-Восточное, Егизкара, Караколь Северный и Дарьябай Северный.

В 2016 г. ТОО «КазНИГРИ» было составлено «Дополнение № 3 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 08-03-03-4878/И от «26» сентября 2016 г.).

Проектом предусматривалось бурение трех независимых поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1), Жинишкекум Южный (КМ-2) и Юго-Восточное Ровное (КМ-3) в 2016 г. и шести зависимых скважин (КМ-1\_1, КМ-1\_2, КМ-2\_1, КМ-2\_2, КМ-3\_1 и КМ-3\_2) в 2016-2018 гг., а также проведение 2Д сейсморазведочных работ (в северной части Контрактной территории) в объеме 931 пог.км в 2016 г.

Согласно вышеназванному проектному документу были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 931 пог.км и пробурено 5 поисковых скважин, в 4-х из которых получены притоки нефти и открыты месторождения Северный Майбулак (КМ-1, КМ-1\_1 и КМ-1\_2) и Жинишкекум Южный (КМ-2).

В 2017 г. компанией ТОО «SED» было разработано «Дополнение №4 к проекту поисковых работ на территории участка (блок А) АО «Кристалл Менеджмент», которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 10-03-2247/И от «10» мая 2017 г.).

Проектом предусматривалось проведение 2Д/3Д сейсморазведочных работ в объеме 300 пог.км и 80 кв.км, соответственно, а также бурение шести поисковых скважин на структурах Северный Майбулак (КМ-1\_3, КМ-1\_4 и КМ-1\_5), Караколь (КМ-7), Досжан (КМ-6) и Бестобе (КМ-4).

По этим данным ТОО «Reservoir Evaluation Services» был составлен и утвержден отчет «Обработка и интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3Д, выполненных в 2017 г. на участке (Блок А), принадлежащем АО «Кристалл Менеджмент» (протокол заседания совета МД «Южказнедра» № 787 от «06» марта 2018 г.). В результате вышеназванной

работы были детализированы структуры Коньс Западный 1, 2, 3, 4 и подготовлены к поисковому бурению.

В результате бурения поисковых скважин уточнилось строение месторождения Северный Майбулак, а также были открыты новые залежи нефти и газа на структурах Досжан, Бестобе и Караколь.

Первооткрывательницей месторождения Караколь является скважина КМ-7, где из отложений кумкольской свиты верхней юры и дощанской свиты средне-нижней юры получены промышленные притоки нефти с газом.

В 2018 году компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь, Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.06.2018 г.)». Отчет был утвержден в ГКЗ Республики Казахстан, запасы нефти и газа приняты в оперативном порядке на Государственный баланс запасов полезных ископаемых Республики Казахстан.

Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и газа послужил основанием для разработки проектного документа «Проект пробной эксплуатации месторождения Караколь (по состоянию изученности на 01.01.2019 г.)», который был рассмотрен и утвержден ЦКРР при МЭ Республики Казахстан.

В 2020 г. компанией АО «НИПИнефтегаз» по результатам бурения, интерпретации материалов ГИС и опробования четырех скважин был повторно составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и газа на месторождении Караколь в Кызылординской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 02.01.2020 г.)», который был вновь представлен и утвержден ГКЗ Республики Казахстан.

В рамках вновь утвержденного оперативного подсчета запасов дополнительно установлены четыре горизонта – Ю-0-1, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и IV-2-5, запасы нефти и газа которых оценены по категории С<sub>2</sub>.

В 2020 г. компанией ТОО «Мунайгазгеолсервис» был подготовлен отчет «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Караколь по состоянию изученности на 01.05.2020 г.», которое было утверждено МЭ Республики Казахстан (письмо № 4/12 от «24» сентября 2020 г. с технологическими показателями в период с мая 2020 г. по 14 июля 2022 г.)

В настоящем «Проекте разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2022 г.» приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2022 года), состояния разработки,

проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными, дан анализ выработки запасов нефти из пластов, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки, проведен технико-экономический анализ проектных решений, изучена техника и технология добычи нефти и газа, проанализированы мероприятия по контролю за разработкой.

«Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2022 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Караколь, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения «Отчета о возможных воздействиях...» к Проекту разработки... является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения на окружающую среду и последствий этого воздействия.

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

Выполнение данной работы проводится на базе анализа проведенных мониторинговых исследований на месторождении Караколь, а также уточненных решений по разработке месторождения и оценки возможного их влияния на окружающую среду при реализации проектных решений, и специализированной научной и методической литературы.

«Отчет о возможных воздействиях...» включает следующие разделы:

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности.
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района месторождения.
- Сведения о социально-экономической среде (хозяйственное положение, занятость трудоспособного населения и т.д.).
- Возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду при нормальном (штатном) режиме работы предприятий.

- Анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности, включающий основные направления мероприятий по охране окружающей среды, укрупненную оценку возможного ущерба, а также предложения по организации и составу проведения специальных комплексных экологических исследований на месторождении.

Оценка воздействия на окружающую среду выполнялась в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.
- «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» утвержденная 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 отчет выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года. (Копия прилагается).

## **1 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ**

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МОС РК №270-О от 29.10.2010 г.).

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

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 1.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 1.2.1.

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 1.1.1 - 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 узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

**Таблица 1.2.1 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме**

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2		
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		
			28-64	Воздействие высокой значимости

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

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

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 1.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

**Таблица 1.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду**

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 1.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 1.2.2.

**Таблица 1.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме**

<b>Итоговый балл</b>	<b>Итоговое воздействие</b>
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

## **2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ**

### **2.1 Общие сведения о месторождении**

Оператором месторождения Караколь является АО «Кристалл Менеджмент» на основании Контракта № 3996-УВС от «07» февраля 2014 г. в пределах участка (блок А), на блоках XXVII-34-А (частично), В (частично), С, Е (частично), F (частично), 35-36-А, В (частично), С, D, Е (частично), F (частично); XXVIII-35-А (частично), В, С, D (частично), Е, F, 36, предоставляющего право на недропользование. Геологический отвод глубиной до пород кристаллического фундамента имеет площадь 18256,48 км<sup>2</sup>.

Контрактный участок АО «Кристалл Менеджмент» расположен на территории Кызылординской (части Кармакшинского, Жалагашского, Сырдарьинского районов), Карагандинской (часть Улытауского района) и Актюбинской (часть Иргизского района) областей Республики Казахстан (рисунок 2.1.1).

Месторождение Караколь находится на территории листа L-41-XI, в Жалагашском районе Кызылординской области. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности. Здесь расположены небольшие поселки Жинишкекум и Каракум. Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 350 км.

На принадлежащих АО «ПККР» месторождениях Майбулак и Арыскум, расположенных в 5÷10 км от месторождения Караколь (контрактная территория, так называемый Блок А), имеется развитая инфраструктура подготовки и транспортировки товарной нефти.

Вблизи находятся месторождения углеводородного сырья Жиланкыр, Ровное Южное и Майбулак. Инфраструктура района развита слабо. Движение всех видов автотранспорта осуществляется по слабо развитой сети грунтовых и полевых дорог. В период снеготаяния и дождей грунт на дорогах сильно размокает, и движение обычного автотранспорта затрудняется. От Блока А до промысла месторождения Нуралы ТОО СП КГМ, где расположен экспортный нефтепровод, расстояние в среднем составляет до 153 км. До промыслов месторождений Кумколь, Акшабулак и Коныс в среднем до 100 км. Также на юге проходит республиканский магистральный газопровод «Бейнеу – Бозой – Шымкент».

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 2.1.1.

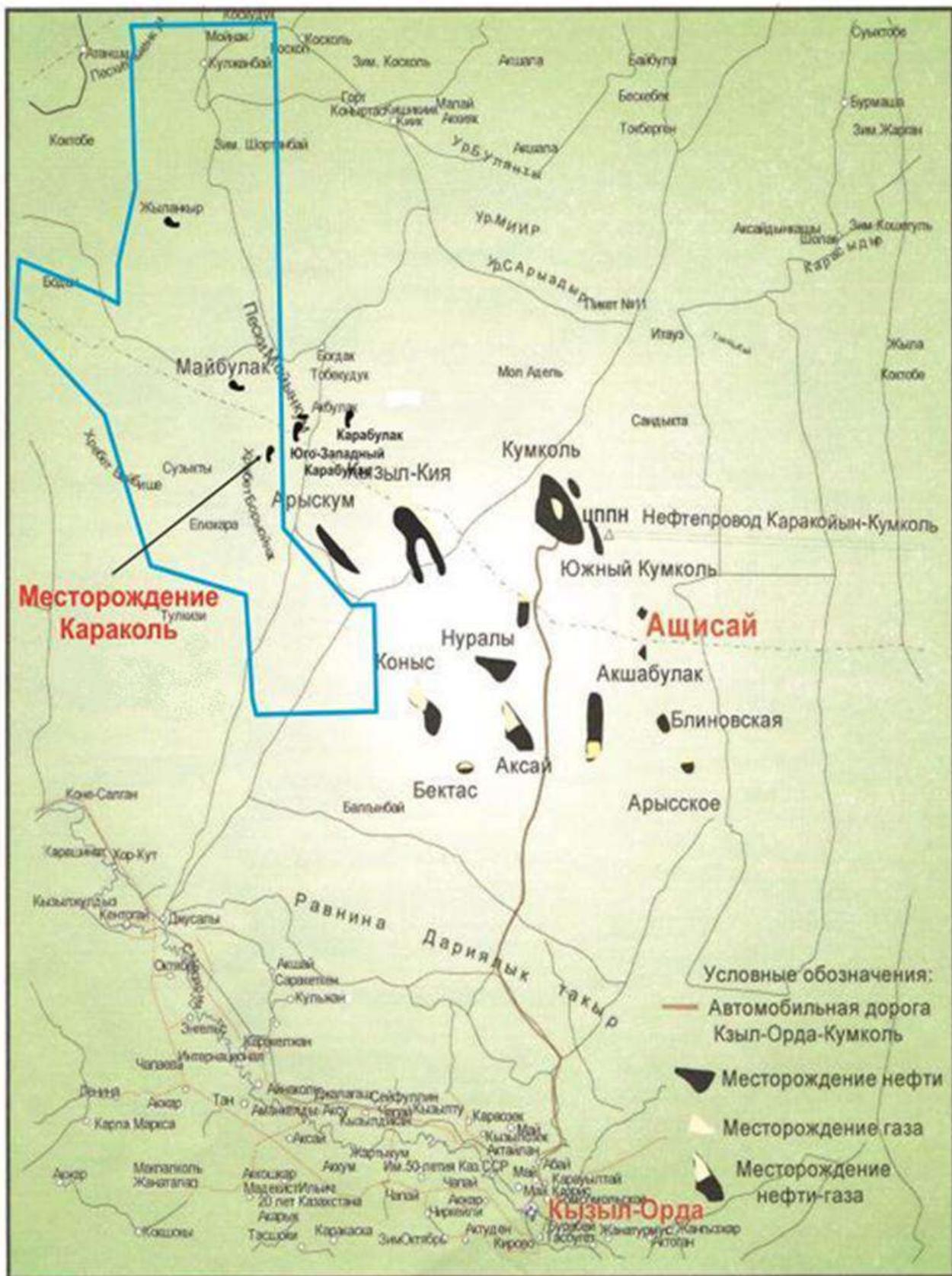


Рисунок 2.1.1. - Обзорная карта расположения месторождения Караколь.

### **3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ**

#### **3.1 Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки**

##### **3.1.1 Обоснование выделения объектов разработки**

При обосновании выделения объектов разработки была проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов.

На месторождении Караколь установлено 7 продуктивных горизонтов: Ю-0-1 стратиграфически отнесен к кровле акшабулакской свиты, Ю-III приурочен к кумкольской свите верхней юры, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-5 принадлежат средне-нижнеюрским отложениям дощанской свиты.

Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными, кроме залежи, принадлежащей горизонту Ю-III, являющейся нефтегазовой.

Основные извлекаемые запасы нефти (42 % и 53 %) месторождения Караколь, оценённые по категории С<sub>1</sub>, сосредоточены в нефтяных залежах Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов, остальные 5 % – в нефтяной залежи Ю-IV-2-1 горизонта.

Запасы по горизонтам Ю-0-1, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5 оценены по категории С<sub>2</sub>.

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

В «Проекте разработки месторождения Караколь....» с учетом дополнительных материалов, а также текущего состояния разработки залежей, уточнено выделение объектов эксплуатации. Проведена оценка всех определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация

залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства.

Многолетний опыт разработки месторождений показал, что выделение объектов эксплуатации по горизонтам является рациональным с целью контроля и регулирования за процессом разработки.

К факторам не благоприятствующим объединению залежей в объекты для совместной эксплуатации следует отнести:

- значительное отличие в глубинах залегания основных по запасам нефти Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов (42 и 53 % соответственно). Средняя глубина Ю-III и Ю-IV-2-2 горизонтов составляет -1390 и -1765,2 метров соответственно;

- по результатам исследований глубинных проб нефти в горизонтах различается по таким физико-химическим параметрам, как вязкость нефти в пластовых условиях, газосодержание и давление насыщения нефти газом.

Таким образом, на месторождении выделено 2 основных и 1 возвратный эксплуатационных объекта:

I объект – Ю-III горизонт;

II объект – Ю-IV-2-2 горизонт;

III объект (возвратный) – Ю-IV-2-1 горизонт.

В таблице 3.1.1.1 приведены исходные геолого-физические характеристики продуктивных горизонтов и объектов.

**Таблица 3.1.1.1 – Месторождение Караколь. Исходные геолого-физические характеристики объекта**

Параметры	Ед. изм.	I объект	II объект	III объект (возвратный)
		Ю-III	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-1
1	2	3	4	5
Средняя глубина залегания	м	1390	1765,2	1688,9
Тип залежи		пластовая, сводовая, тектонически экранированная		
Тип коллектора				
Площадь нефтеносности (категория C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub> )	тыс.м <sup>2</sup>	1243/597	1779/1021	570/1360
Средняя общая толщина	м	14,7	20,9	5,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	47,9	22,8	5,3
Средняя пористость	д.ед.	0,224	0,131	0,137
Коэффициент нефтенасыщенности	д.ед.	0,6	0,72	0,76
Средняя проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,67	0,02	0,01
Коэффициент песчаности	д.ед.	0,46	0,24	0,15
Коэффициент расчлененности	д.ед.	16,8	13,3	3
Пластовая температура	°С	57,5	68,5	66,1
Начальное пластовое давление	МПа	16,0	18,5	17,9
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	0,7	0,31	2,45
Плотность нефти в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	0,660	0,673	0,704
Плотность нефти в поверхностных условиях	т/м <sup>3</sup>	0,7688	0,7834	0,7441
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,32	1,365	1,344
Содержание серы в нефти	% масс	0,04	0,04	0,01
Содержание парафина в нефти	% масс	9,97	16,72	0,44
Давление насыщения нефти газом	МПа	5,59	9,71	8,59
Газосодержание нефти	м <sup>3</sup> /т	127,38	182,93	135,05
Плотность воды в пластовых условиях	т/м <sup>3</sup>	1,090	1,090	1,090
Средняя продуктивность	м <sup>3</sup> /(сут*МПа)	3,8	5,7	1,2
Начальные балансовые запасы нефти по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	тыс.т	1386/487	1767/949	155/429
Начальные балансовые запасы растворенного газа по категории C <sub>1</sub> /C <sub>2</sub>	млн.м <sup>3</sup>	176,5/62,0	238,6/128,1	28,4/78,4

### 3.1.2 Обоснование расчётных вариантов и технологические показатели разработки

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводили, исходя из положений «Единых правил ...», и анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

При расчете технологических показателей по I и II объектам газосодержание принято по I объекту на уровне 127,4 м<sup>3</sup>/т, по II объекту – 182,9 м<sup>3</sup>/т, которое было принято из ОПЗ 2018 г.

Максимально допустимый газовый фактор по I объекту будет равен 415 м<sup>3</sup>/т при минимальном дебите 0,5 т/сут, по II объекту – 587 м<sup>3</sup>/т при минимальном дебите 0,5 т/сут.

После окончания строительства скважины проводились исследования качества цементации обсадных колонн (АКЦ).

По результатам АКЦ проведенных во всех скважинах определяемый контакт цемента с колонной и контакт цемента с породой по грациям, в основном, хорошего или частичного качества.

Рекомендуется продолжить работы по определению и уточнению величины газового фактора, т.к. наблюдаются резкое увеличение газа.

В «Проекте разработки...» с учетом текущего состояния разработки рассмотрены 3 варианта, различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением наличием воздействия на пласты и темпами отбора нефти и газа.

**Вариант 1 (базовый)** рассматривает разработку залежи на режиме истощения пластовой энергии существующим фондом добывающих скважин в количестве 4 ед. (К-1, К-2, К-6, КМ-7).

**Вариант 2 (рекомендуемый)** разработка залежей предлагается также на режиме истощения залежи. Предусмотрено дополнительное бурение 5-ти скважин (К-3, К-4, К-5, К-8, К-10) к существующему фонду добывающих скважин. Итого количество добывающих скважин 9 ед.

**Вариант 3.** - к существующему фонду добывающих скважин предусмотрено дополнительное бурение 8-ми скважин, из которых: 8 ед. – добывающие (К-3, К-4, К-5, К-8, К-10, К-11, К-12, К-13).

Разработка залежи предлагается с поддержанием пластового давления путем совместной закачки воды в I и II объекты через 2 нагнетательные скважины, перевод добывающей скважины К-2 и К-8 под закачку воды запланирован на 2028 г. и 2032 г. после отработки на нефть. Итого количество добывающих скважин 10 ед., нагнетательных – 2 ед.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов для I и II объектов разработки приведены в таблице 3.1.2.1.

**Таблица 3.1.2.1 – Месторождение Караколь. Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки**

Характеристики	Варианты		
	I	II	III
Режим разработки	режим истощения пластовой энергии		С ППД
Система размещения скважин	избирательная		
Плотность сетки в среднем, га/скв	101	65	65
Расстояние между скважинами, м	480-1730 (ср 1100)	400-1300 (ср 850)	300-1300 (ср 800)
Ввод скважин из бурения, доб/наг ед.	-/-	5/-	8/1
Время разбуривания, годы	-	2	3
Количество скважин, шт. (доб./водонагн.)	4/0	9/0	10/2
Режим работы скважин:			
- добывающая	$P_{\text{заб.}} \geq P_{\text{нас}}$		
- нагнетательная			
Коэффициент использования скв., д.ед.:			
- добывающих	0,9	0,9	0,9
- нагнетательных	-	-	0,9
Коэффициент эксплуатации скважин, д.ед.:			
- добывающих	0,9	0,9	0,9
- нагнетательных	-	-	0,9
Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой, %	-	-	100

После проведения экономических расчетов, выполнен анализ основных показателей, таких как, накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости 10%), накопленной чистой прибыли, суммарных выплат Государству, коэффициентов извлечения нефти (КИН).

При сравнении экономических показателей вариантов, наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости 10%) приходится по второму варианту.

Таким образом, проанализировав экономические показатели наиболее эффективным вариантом разработки месторождения, с экономической точки зрения, является **второй вариант разработки.**

Технологические показатели по **2-му рекомендуемому варианту разработки** в целом по территории месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» приведены в таблицах 3.1.2.2 - 3.1.2.3.

Таблица 3.1.2.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по территории месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент». Рекомендуемый вариант 2.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отбора закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		год.	накоп.		годовая	накопленная
2022	62,8	7,9	9,4	124,6	15,7	0,038	67,3	67,3	129,5	129,5	6,7	0,0	0,0	0,0	7,0	29,6
2023	80,5	10,1	13,7	205,1	25,8	0,062	92,1	92,1	221,6	221,6	12,6	0,0	0,0	0,0	8,9	38,5
2024	72,2	9,1	14,0	277,3	34,9	0,084	93,9	93,9	315,5	315,5	23,1	0,0	0,0	0,0	8,0	46,5
2025	64,8	8,2	14,4	342,2	43,1	0,103	94,6	94,6	410,1	410,1	31,4	0,0	0,0	0,0	7,2	53,7
2026	58,2	7,3	14,8	400,4	50,4	0,121	94,3	94,3	504,4	504,4	38,2	0,0	0,0	0,0	6,5	60,2
2027	52,3	6,6	15,3	452,7	57,0	0,137	91,7	91,7	596,1	596,1	42,9	0,0	0,0	0,0	5,8	66,0
2028	41,1	5,2	13,7	493,8	62,2	0,149	89,4	89,4	685,5	685,5	54,0	0,0	0,0	0,0	4,6	70,5
2029	36,8	4,6	14,0	530,6	66,9	0,160	86,4	86,4	771,8	771,8	57,3	0,0	0,0	0,0	4,1	74,6
2030	33,1	4,2	14,4	563,7	71,0	0,170	84,6	84,6	856,5	856,5	60,9	0,0	0,0	0,0	3,7	78,3
2031	29,7	3,7	14,8	593,3	74,8	0,179	82,4	82,4	938,9	938,9	64,0	0,0	0,0	0,0	3,3	81,6
2032	26,6	3,4	15,3	619,9	78,1	0,187	80,0	80,0	1018,9	1018,9	66,7	0,0	0,0	0,0	3,0	84,5
2033	23,9	3,0	15,9	643,8	81,1	0,195	77,3	77,3	1096,2	1096,2	69,1	0,0	0,0	0,0	2,6	87,2
2034	21,4	2,7	16,7	665,3	83,8	0,201	74,5	74,5	1170,7	1170,7	71,2	0,0	0,0	0,0	2,4	89,6
2035	19,3	2,4	17,6	684,5	86,2	0,207	73,0	73,0	1243,7	1243,7	73,6	0,0	0,0	0,0	2,1	91,7
2036	17,3	2,2	18,8	701,8	88,4	0,212	71,2	71,2	1314,9	1314,9	75,7	0,0	0,0	0,0	1,9	93,6
2037	15,5	2,0	20,4	717,4	90,4	0,217	69,3	69,3	1384,2	1384,2	77,6	0,0	0,0	0,0	1,7	95,3
2038	14,0	1,8	22,4	731,3	92,1	0,221	67,1	67,1	1451,3	1451,3	79,2	0,0	0,0	0,0	1,5	96,9
2039	12,6	1,6	25,2	743,9	93,7	0,225	65,0	65,0	1516,3	1516,3	80,7	0,0	0,0	0,0	1,4	98,3
2040	11,3	1,4	29,3	755,2	95,1	0,228	62,8	62,8	1579,1	1579,1	82,0	0,0	0,0	0,0	1,2	99,5
2041	7,0	0,9	22,1	762,1	96,0	0,230	31,4	31,4	1610,5	1610,5	77,8	0,0	0,0	0,0	0,9	100,4
2042	6,4	0,8	25,3	768,5	96,8	0,232	30,5	30,5	1641,0	1641,0	79,1	0,0	0,0	0,0	0,8	101,2
2043	5,8	0,7	30,0	774,3	97,6	0,234	29,6	29,6	1670,5	1670,5	80,3	0,0	0,0	0,0	0,7	101,9
2044	5,3	0,7	37,6	779,6	98,2	0,236	28,6	28,6	1699,1	1699,1	81,5	0,0	0,0	0,0	0,7	102,6
2045	1,8	0,2	14,8	781,4	98,5	0,236	4,4	4,4	1703,6	1703,6	59,0	0,0	0,0	0,0	0,3	102,9
2046	1,7	0,2	15,7	783,1	98,7	0,237	4,6	4,6	1708,2	1708,2	63,8	0,0	0,0	0,0	0,3	103,2
2047	1,5	0,2	16,8	784,6	98,9	0,237	4,9	4,9	1713,1	1713,1	69,0	0,0	0,0	0,0	0,3	103,5
2048	1,4	0,2	18,2	786,0	99,0	0,238	5,2	5,2	1718,3	1718,3	73,3	0,0	0,0	0,0	0,3	103,7
2049	1,3	0,2	20,0	787,3	99,2	0,238	5,5	5,5	1723,8	1723,8	76,8	0,0	0,0	0,0	0,2	104,0
2050	1,2	0,1	22,4	788,5	99,3	0,238	5,8	5,8	1729,6	1729,6	79,8	0,0	0,0	0,0	0,2	104,2
2051	1,1	0,1	25,8	789,5	99,5	0,239	6,1	6,1	1735,7	1735,7	82,3	0,0	0,0	0,0	0,2	104,4
2052	1,0	0,1	31,0	790,5	99,6	0,239	6,0	6,0	1741,7	1741,7	83,6	0,0	0,0	0,0	0,2	104,6
2053	0,9	0,1	39,6	791,4	99,7	0,239	6,2	6,2	1747,9	1747,9	85,5	0,0	0,0	0,0	0,2	104,7
2054	0,8	0,1	57,0	792,3	99,8	0,239	6,4	6,4	1754,3	1754,3	87,2	0,0	0,0	0,0	0,2	104,9
2055	0,8	0,1	80,0	793,0	99,9	0,240	6,9	6,9	1761,2	1761,2	89,0	0,0	0,0	0,0	0,1	105,0
2056	0,7	0,1	100,0	793,7	100,0	0,240	7,6	7,6	1768,8	1768,8	90,8	0,0	0,0	0,0	0,1	105,1

Таблица 3.1.2.3 – Характеристика основного фонда скважин в целом по территории месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент». Рекомендуемый вариант 2.

Годы	Ввод скважин из бурения за период			Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд добывающих скважин с начала разработки	Выбытие скважин		Перевод с других объектов	Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин с начала разработки	Перевод добывающих скважин под нагнетание	Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут
	всего	добыв.	нагнет.				всего	в т.ч. нагнет.		всего	в т.ч. мех.	действ.			всего	действ.	нефти	жидк.	
2022	2	2	0	6	11	6	0	0	0	6	6	6	0	0	0	0	28,7	30,7	0
2023	3	3	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	24,5	28,0	0
2024	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	22,0	28,6	0
2025	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	19,7	28,8	0
2026	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	17,7	28,7	0
2027	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	15,9	27,9	0
2028	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	12,5	27,2	0
2029	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	11,2	26,3	0
2030	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	10,1	25,8	0
2031	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	9,0	25,1	0
2032	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	8,1	24,3	0
2033	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	7,3	23,5	0
2034	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	6,5	22,7	0
2035	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	5,9	22,2	0
2036	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	5,3	21,7	0
2037	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	4,7	21,1	0
2038	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	4,3	20,4	0
2039	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	3,8	19,8	0
2040	0	0	0	9	16	9	0	0	0	9	9	9	0	0	0	0	3,4	19,1	0
2041	0	0	0	9	16	7	2	0	2 (К-1, КМ-7)	7	7	7	0	0	0	0	2,7	12,3	0
2042	0	0	0	9	16	7	0	0	0	7	7	7	0	0	0	0	2,5	11,9	0
2043	0	0	0	9	16	7	0	0	0	7	7	7	0	0	0	0	2,3	11,6	0
2044	0	0	0	9	16	7	0	0	0	7	7	7	0	0	0	0	2,1	11,2	0
2045	0	0	0	9	16	7	0	0	1 (К-5)	7	7	7	0	0	0	0	0,7	1,7	0
2046	0	0	0	9	16	3	4	0	0	3	3	3	0	0	0	0	1,5	4,2	0
2047	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	1,4	4,5	0
2048	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	1,3	4,8	0
2049	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	1,2	5,0	0
2050	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	1,1	5,3	0
2051	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	1,0	5,5	0
2052	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0,9	5,5	0
2053	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0,8	5,7	0
2054	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0,8	5,9	0
2055	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0,7	6,3	0
2056	0	0	0	9	16	3	0	0	0	3	3	3	0	0	0	0	0,6	6,9	0

### **3.2 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин**

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

В настоящее время на месторождении Караколь эксплуатируются 3 нефтяных скважин, по представленной информации Заказчика на месторождении Караколь эксплуатация нефтяных скважин осуществляются в соответствии с Проектами:

- «Обустройство скважины КМ-7 месторождения Караколь на период пробной эксплуатации в Жалагашском районе Кызылординской области», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2019 г.
- «Обустройство скважины KARAKOL-1, KARAKOL-2 месторождения Караколь на период пробной эксплуатации в Жалагашском районе Кызылординской области», АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2020 г.

Согласно разработанным проектам технология сбора и транспорта нефти на этапе пробной эксплуатации осуществляется по индивидуальной схеме сбора нефти и газа: каждая скважина обустроена индивидуальной печью подогрева, замерным 3-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительной емкостью для сбора нефтяной эмульсии, факельной установкой и дренажной емкостью для слива подтоварной воды с накопительной емкости и трехфазного сепаратора.

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси от добывающих скважин по индивидуальным выкидным линиям подается на устьевой подогреватель нефти УН-0,2. После подогрева нефти нефтегазовый поток поступает в трехфазный нефтегазовый сепаратор, где происходит основной процесс отделения газа от нефти.

Отделившаяся нефтяная эмульсия поступает в накопительную емкость, где происходит окончательная дегазация нефти и ее слив в автоцистерны через наливной стояк. Для обеспечения налива нефтяной эмульсии с накопительной емкости в автоцистерны предусмотрен насос откачки нефти. Нефтяная эмульсия вывозится автоцистернами на пункты подготовки нефти для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, после учета, направляется частично в качестве топлива на устьевой подогреватель, а оставшийся газ, пройдя через факельный сепаратор, оснащенный конденсатосборником, сжигается на факельной установке.

Также, по схеме предусмотрена линия, которая по необходимости используется для отделения пластовой воды, учета и сбора пластовой воды в дренажную емкость.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматривается 3 варианта разработки, отличающихся между собой системой разработки и количеством эксплуатационных скважин.

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

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

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промысловой продукции месторождения в целом;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти.

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих скважин, а в 3 варианте еще нагнетательной скважины, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

В варианте 3, где предполагается закачка воды в пласт, необходимо предусмотреть строительство нагнетательной системы, насосы ЦНС для поддержания пластового давления (ППД).

В любом варианте в объем капитальных вложений включаются затраты на строительство внутрипромысловых дорог, линий электропередач.

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

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

### **3.3 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа**

Регулирование вопросов использования сырого газа в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК.

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

Для выполнения обязательств недропользователем в 2019 году была разработана «Программа развития переработки сырого газа при пробной эксплуатации месторождения Караколь на период с 25.05.2019 по 28.02.2022 гг.» и утверждена на заседании Рабочей группы.

В рамках утвержденной «Программы развития переработки сырого газа...» были согласованы объемы технологически неизбежного сжигания газа на период с 25.06.2019 г. по 31.12.2019 г. составил 3,7537152 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ53VPC00010072 от 21.06.2019 г.), с 01.01.2020 г. по 07.02.2020 г. составил 0,712125 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание в факелах сырого № KZ46VPC00011265 от 27.11.2019 г.) и с 08.02.2020 г. по 31.12.2020 г. составил 6,126322 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание в факелах сырого газа № KZ05VPC00011712 от 27.01.2020 г.).

В 2020 году была разработана «Корректировка Программы развития переработки сырого газа на месторождении Караколь на 2020-2022 гг. при пробной эксплуатации месторождения» и утверждена на заседании Рабочей группы (Протокол №11 РГ МЭ РК от 15.10.2020 г.).

Объем технологически неизбежного сжигания газа на 2021 год составил 10,541516 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ91VPC00013656 от 06.11.2020г.).

В настоящее время на этапе пробной эксплуатации недропользователем месторождения Караколь сырой газ используется на собственные нужды - в качестве топлива в печах подогрева УН-0,2, а оставшийся газ сжигается на факельной установке.

Согласно статьи 146 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» №125-VI ЗРК от 27.12.2017г., сжигание сырого газа при пробной эксплуатации месторождения может быть разрешено на общий срок, не превышающий три года.

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. месторождения Караколь должны быть представлены в рамках отдельного документа - в Программе развития переработки сырого газа после утверждения технологических показателей разработки.

Ориентировочный баланс газа на месторождении Караколь на период максимальной проектной добычи газа представлен в таблице 3.3.1.

**Таблица 3.3.1 – Ориентировочный баланс газа на месторождении Караколь.**

Год	Добыча газа*, м <sup>3</sup>	На собственные нужды, м <sup>3</sup>		Сжигание газа на дежурных горелках, м <sup>3</sup>
		На печи УН-0,2	На ГПЭС для выработки электроэнергии	
<b>2023</b>	<b>8 900 000</b>	2 082 000	4 944 200	1 873 800

*Примечание: \*добыча газа принята согласно таблице 3.1.2.2 – Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости в целом по территории месторождения Караколь.*

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.

## 4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

### 4.1 Климатическая характеристика

Климат района резко континентальный. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе. На территории района лето жаркое и продолжительное.

**Температурный режим** воздуха формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 °С, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42°С. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 °С. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 4.1.1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8°С, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 27 до 29°С. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 °С, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6°С. Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха представлены в таблице 4.1.2. Период со средней суточной температурой воздуха выше нуля градусов наблюдается с 17-25 марта до 6-12 ноября, что составляет 226-239 дней в году. Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы, представлены в таблицах 4.1.3-4.1.4.

**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 районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-34%, а зимой - 72-86% и составляет 153 дня с влажностью менее 30% и 60,3 дня с влажностью более 80%. Следовательно, 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%) представлена в таблице 4.1.5.



**Таблица 4.1.1 -Средняя месячная и годовая температура воздуха**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-13,8	-12,8	-4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	-2,2	-9,8	7,0
Джусалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

**Таблица 4.1.2 - Средние из абсолютных максимумов температуры воздуха**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40
Джусалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

**Таблица 4.1.3 - Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Джусалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

**Таблица 4.1.4 - Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы**

Наименование станции	Температура					
	-15	-10	-5	0	5	10
Саксаульская		1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
		15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
		288	253	226	200	173
Джусалы		14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
		24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X
		312	267	235	206	179
Злиха		14/II	4/III	17/III	31/III	12/IV
		29/XII	28/XI	12/XI	27/X	10/X
		317	268	239	209	180

**Таблица 4.1.5 - Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха (%)**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Джусалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55



**Ветровой режим.** Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления (табл. 4.1.6). Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Более наглядное представление о характеристике распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 4.1.1.

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Джусалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек. представлена в таблице 4.1.7.

В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (таблица 4.1.8), а в холодный - метели (таблица 4.1.9).

Как видно из таблицы 4.1.10, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха 49 дней, Джусалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году.

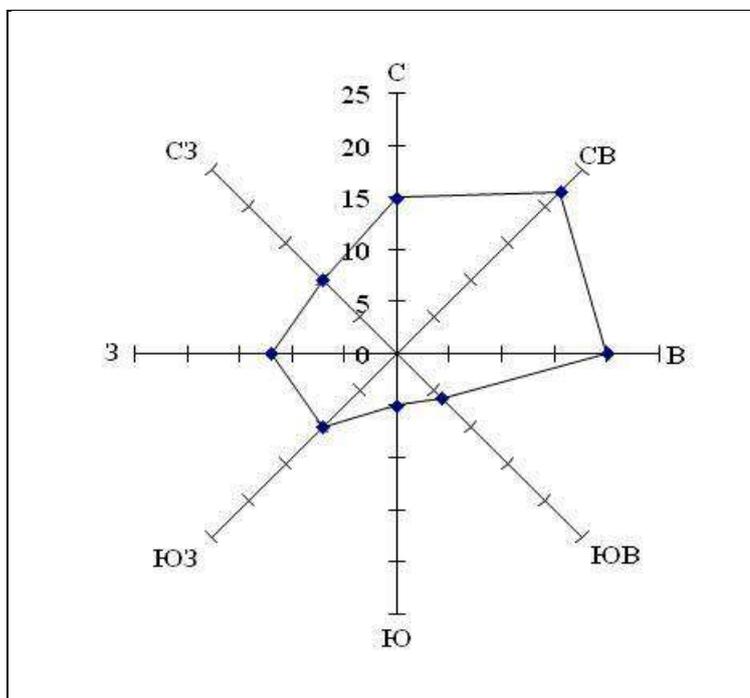


Рисунок 4.1.1 - Годовая роза ветров

Таблица 4.1.6 - Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)

Наименование станций	Направление ветра								
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16
Джусалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15

**Таблица 4.1.7 - Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Джусалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

**Таблица 4.1.8 - Число дней с пыльной бурей**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Джусалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

**Таблица 4.1.9 - Среднее число дней с метелью**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10
Джусалы	9	2	2	0,9	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

**Таблица 4.1.10 - Среднее число дней с сильным ветром (> 15 м/сек)**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Джусалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

**Таблица 4.1.11 - Среднее многолетнее количество осадков**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Джусалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130



**Атмосферные осадки.** Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется он во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (таблица 4.1.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, малодоступен непосредственному воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 4.1.12, 4.1.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 4.1.14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, а на станциях Джусалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (таблица 4.1.15), в среднем их бывает 18-27 дней в году.

**Таблица 4.1.12 - Среднее число дней с грозой**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,07	0,2	1	2	3	1	0,4	0,07	-	-	8
Джусалы	-	-	0,1	0,6	1	2	2	1	0,5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10

**Таблица 4.1.13 - Среднее число дней с градом**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Джусалы	0,02	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	-	0,02	-	-	-	0,3
Злиха	-	-	-	0,1	0,05	0,03	0,05	0,02	0,02	-	-	-	0,5

**Таблица 4.1.14 - Даты появления и схода снежного покрова (средняя)**

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Саксаульская	92	26/XI	12/III
Джусалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

**Таблица 4.1.15 - Среднее число дней с туманом**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	4	4	3	0,6	0,03	-	-	-	0,1	0,4	2	5	19
Джусалы	7	5	3	0,7	0,03	-	-	0,07	0,2	0,8	3	7	27
Злиха	5	3	2	0,3	-	-	-	-	-	0,4	2	6	18



Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 4.1.16.

**Таблица 4.1.16 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере**

Наименование	Значение
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха, наиболее жаркого месяца года	+27,0
Средняя температура наиболее холодного месяца года	-11,2
Среднегодовая роза ветров, %	
С	16
СВ	20
В	18
ЮВ	6
Ю	7
ЮЗ	12
З	8
СЗ	13
Скорость ветра (U*) (по средним многолетним данным), повторяемость применения, которой составляет 5%, м/с	8,6

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

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

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

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

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

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

Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) Кызылординская область относится к IV зоне с высоким потенциалом ПЗА (рисунок 4.1.2).

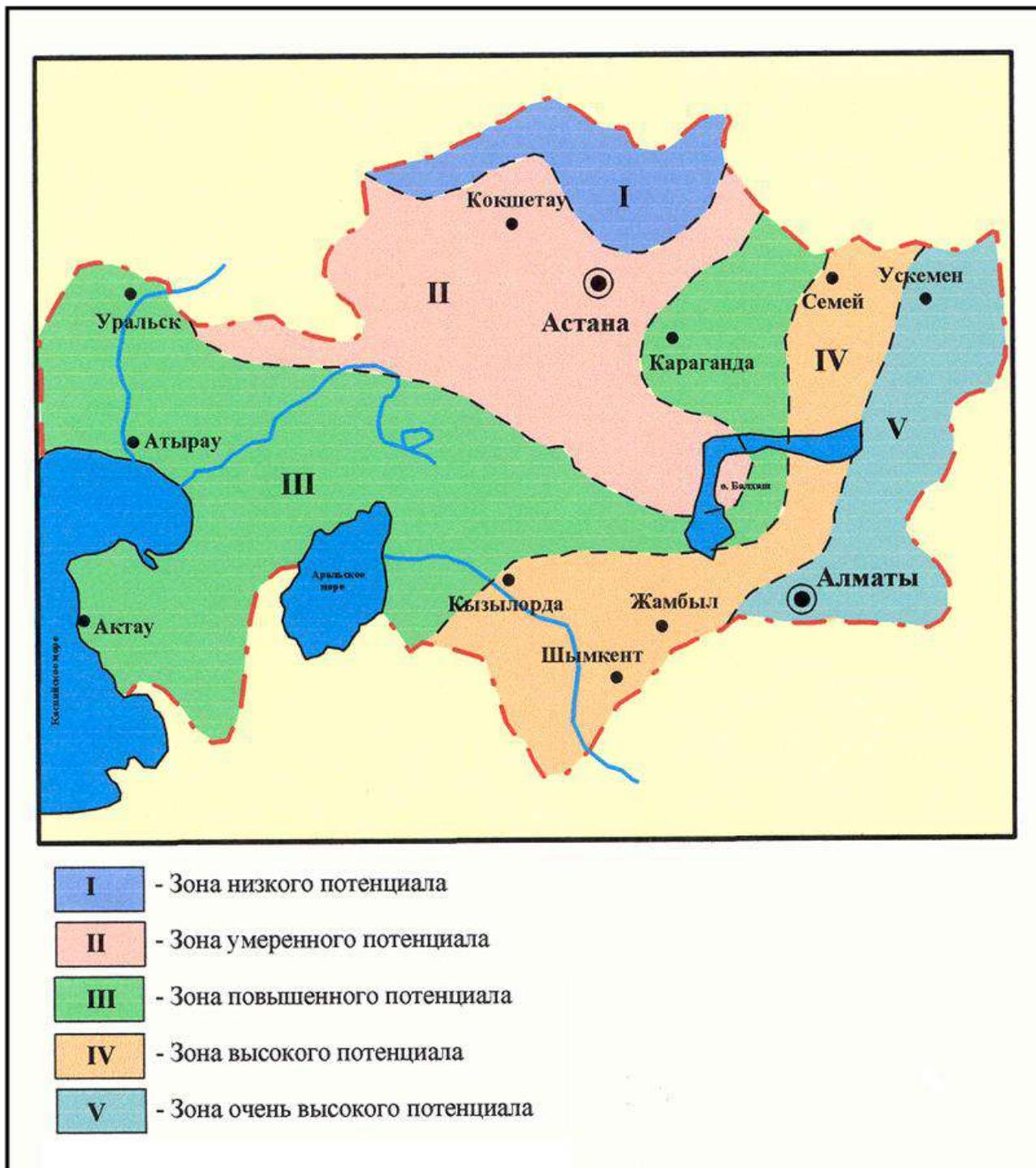


Рисунок 4.1.2 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

## 4.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Караколь АО «Кристалл Менеджмент» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 1-ом квартале 2022 года специалистами ТОО «ОрдаЭкоМониторинг».

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

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ).
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

### *Мониторинг воздействия*

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» были проведены на 4 точках наблюдения по розе ветров на границе СЗЗ от скважин. При проведении обследования фиксировались метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление. На постах контролировались следующие вещества: азот диоксид, азот оксид, сера диоксид, сероводород, углерод (сажа), оксид углерода, углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> (по метан), углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, углеводороды C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub>, пыль неорганическая, пыль (взвешенные вещества), угольная зола.

Отбор проб воздуха производился газоанализатором ГАНГ-4. При отборе проб так же фиксировались метеопараметры: температура воздуха, относительная влажность воздуха, атмосферное давление, направление и скорость ветра метеометром МЭС-200.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан. В качестве критерия оценки принята максимально-разовая предельно-допустимая концентрация (ПДКм.р.) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ) согласно Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному

воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».

Значения концентраций загрязняющих веществ на контрольных точках месторождения Караколь в 1-ом квартале 2022 года представлены в таблице 4.2.1.

**Таблица 4.2.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе в 1-ом квартале 2022 года на границе СЗЗ скважин месторождения Караколь**

Место отбора	Концентрация ЗВ, мг/м <sup>3</sup>					
	NO <sub>2</sub>	NO	SO <sub>2</sub>	Сажа	CO	У/В C12-19
СЗЗ, т.н №1. Скв. К-1	0,065	0,116	0,014	0,0134	0,0025	0,035
СЗЗ, т.н №2. Скв. К-1	0,047	0,037	0,013	0,0122	0,033	0,065
СЗЗ, т.н №3. Скв. К-1	0,056	0,0255	0,0013	0,0124	0,025	0,018
СЗЗ, т.н №4. Скв. К-1	0,065	0,018	0,00124	0,0034	0,0029	0,00
СЗЗ, т.н №1. Скв. К-2	0,0028	0,0046	0,00	0,845	0,367	0,00
СЗЗ, т.н №2. Скв. К-2	0,0063	0,00548	0,0077	0,00736	0,0045	0,00
СЗЗ, т.н №3. Скв. К-2	0,00456	0,0047	0,0073	0,00651	0,00079	0,00071
СЗЗ, т.н №4. Скв. К-2	0,00394	0,0086	0,0077	0,0034	0,0045	0,00636
СЗЗ, т.н №1. Скв. КМ-7	0,0038	0,0019	0,0063	0,00724	0,0762	0,0001
СЗЗ, т.н №2. Скв. КМ-7	0,0049	0,0124	0,0009	0,0003	0,00022	0,00011
СЗЗ, т.н №3. Скв. КМ-7	0,077	0,0029	0,0001	0,0542	0,00038	0,001
СЗЗ, т.н №4. Скв. КМ-7	0,048	0,212	0,029	0,0113	0,14	0,018
<b>Среднее значение</b>	<b>0,0320</b>	<b>0,0374</b>	<b>0,0074</b>	<b>0,0814</b>	<b>0,0547</b>	<b>0,0120</b>
<b>ПДК м.р., ОБУВ</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>0,5</b>	<b>0,15</b>	<b>5,0</b>	<b>1,0</b>

Таким образом, по результатам проведенного в 1-ом квартале 2022 года мониторинга воздействия на загрязнения атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на месторождении Караколь, в районе пунктов контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают максимально разовых предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам. А также, хотелось бы отметить, что содержание сероводорода, углеводородов C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, углеводородов C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, пыли неорганической, взвешенных веществ и угольной золы в процессе мониторинговых исследований атмосферного воздуха не обнаружено.

#### ***Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух***

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ. Мониторинг на источниках выбросов на месторождении Караколь АО «Кристалл Менеджмент» проводился в соответствии с Планом-графиком контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ на источниках выбросов эмиссии в 1-ом квартале 2022 года показали, что содержание вредных веществ не превышало нормативов допустимых выбросов (НДВ).

### 4.3 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.

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации* месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент», в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Загрязнение при эксплуатации месторождения предполагается в результате выделения:

- продуктов сгорания газа (печи подогрева, ГПЭС, дежурные горелки).
- легких фракций углеводородов от неплотностей ЗРА и ФС технологического оборудования площадке скважин;

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

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

В период разработки месторождения Караколь АО «Кристалл Менеджмент» основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

#### Организованные источники:

- Печь подогрева УН-0,2 на территории скважины - источник №0001 – 0009;
- Дежурная горелка - источник №0010 – 0018;
- Накопительная емкость РГС V-50 м<sup>3</sup> - источник №0019 – 0027;
- Автоналивная система налива нефти - источник №0028 – 0036;
- Печь подогрева УН-0,2 на территории ППН - источник №0037;
- Газопоршневая электростанция (ГПЭС) - источник №0038;

#### Неорганизованные источники:

- Насос перекачки нефти - источник №6001 – 6009;
- Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины - источник №6010 – 6018;

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 56 источников выбросов, из них 38 – организованных, 18 – неорганизованных источников.

Карта-схема ориентировочного расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлена в Приложении 1.

#### **4.4 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки месторождения Карабулак проведены предварительные расчеты с учетом максимальной проектной добычи нефти.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу проведены на 2023 год, в котором, согласно технологическим показателям 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Караколь (таблица 3.1.2.2), достигается максимальная добыча нефти в объеме 80,5 тыс. тонн.

Ориентировочные расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- «Методики 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).
- «Методики расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок». РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух представлены в Приложении 2.

Перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, по рекомендуемому 2-му варианту представлен в таблице 4.4.1.

**Таблица 4.4.1 – Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу (2 рекомендуемый вариант) на месторождении Караколь АО «Кристалл Менеджмент».**

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, г/с	Выброс вещества, т/год	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	1,1829	103,3299	2583,2475
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,1919	16,7914	279,856667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,1448	4,962	99,24
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,004527	0,0063	0,7875
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	2,7493	172,9304	57,6434667
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,1472	4,409	0,08818
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	50	-	-	50	-	6,34617	17,09271	0,3418542
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	30	-	-	30	-	2,24091	2,97036	0,099012
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,02898	0,03942	0,3942
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,009054	0,01242	0,0621
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01809	0,02493	0,04155
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000001	0,0000148	14,8
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,0022	0,2148	21,48
2754	Алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub> (в пересчете на С)	1	1	-	-	4	0,8	80,541	80,541
<b>ВСЕГО:</b>		-	-	-	-	-	<b>13,8660311</b>	<b>403,3246548</b>	3138,62303

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном проекте являются ориентировочными и укрупненными и не подлежат утверждению в качестве нормативов допустимых выбросов на природопользование.

Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в проектах нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух для компании АО «Кристалл Менеджмент» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения Караколь.

Количественный и качественный состав выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве скважин будет определен в Групповых (Индивидуальных) технических проектах на строительство скважин на месторождении Караколь с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

#### **4.5 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 2.5, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха.

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

В соответствии с «Санитарно-эпидемиологических требований к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций.

В связи с тем, что в районе месторождения Караколь, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов, при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на месторождении Караколь.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Караколь в 1-ом квартале 2022 года составили:

Диоксид азота	0,0320 мг/м <sup>3</sup> ;
Оксид азота	0,0374 мг/м <sup>3</sup> ;
Сера диоксид	0,0074 мг/м <sup>3</sup> ;
Углерод (сажа)	0,0814 мг/м <sup>3</sup> ;
Оксид углерода	0,0547 мг/м <sup>3</sup> ;
Смесь углеводородов предельных C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0,0120 мг/м <sup>3</sup> .

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 8000x8000 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Расчет рассеивания проведен для рассматриваемого рекомендуемого 2-го варианта. Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 4.5.1.

**Таблица 4.5.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Караколь.**

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 диоксид	0,2	-	0,208	0,203
0304	Азот оксид	0,4	-	0,097	0,097
0328	Углерод (Сажа)	0,15	-	0,589	0,569
0333	Сероводород	0,008	-	0,689	0,048
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,019	0,017
0410	Метан	-	50	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	-	50	0,149	0,011
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	-	30	0,091	0,0063
0602	Бензол	0,3	-	0,119	0,0082
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,055	0,0038
0621	Метилбензол	0,6	-	0,037	0,0026
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	-	Расчет нецелесообразен	
1325	Формальдегид	0,05	-	Расчет нецелесообразен	
2754	Алканы C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	1	-	Расчет нецелесообразен	
0333+1325	Группа суммации	-	-	0,689	0,048

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Караколь, при рассматриваемой системе сбора, не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений не предполагается, следовательно, и за ее пределами не окажет отрицательного воздействия.

Размер санитарно-защитной зоны для действующего месторождения Караколь составляет не менее 500 метров, как для предприятий, относящихся к I категории, 2 класса опасности по санитарной классификации производственных объектов.

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

По результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны,

равной 500 м., превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) не обнаружено, следовательно, принятый размер СЗЗ не требует уточнения и корректировки.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3.

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в Приложении 4.

#### **4.6 Предварительные предложения по установлению нормативов допустимых выбросов (НДВ)**

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферный воздух на месторождении Караколь представлены в таблице 4.6.1.

**Таблица 4.6.1 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения в атмосферу на месторождении Караколь по 2-му рекомендуемому варианту.**

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения ПДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		ПДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		3	4	5	6	7	8	9
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0008	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2	0009	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Печь подогрева УН-0,2 на ППН	0037	-	-	0,006	0,18	0,006	0,18	2023
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	-	-	0,96	96,6492	0,96	96,6492	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>1,020</b>	<b>98,4492</b>	<b>1,020</b>	<b>98,4492</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>1,020</b>	<b>98,4492</b>	<b>1,020</b>	<b>98,4492</b>	2023
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2	0008	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023



Печь подогрева УН-0,2	0009	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Печь подогрева УН-0,2 на ППН	0037	-	-	0,00098	0,0293	0,00098	0,0293	2023
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	-	-	0,156	15,7055	0,156	15,7055	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,1658</b>	<b>15,9985</b>	<b>0,1658</b>	<b>15,9985</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,1658</b>	<b>15,9985</b>	<b>0,1658</b>	<b>15,9985</b>	2023
<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	-	-	0,0089	0,8949	0,0089	0,8949	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,0089</b>	<b>0,8949</b>	<b>0,0089</b>	<b>0,8949</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,0089</b>	<b>0,8949</b>	<b>0,0089</b>	<b>0,8949</b>	2023
<b>(0333) Сероводород (Дигидросульфид)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Накопительная емкость (РГС)	0019	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0020	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0021	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0022	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0023	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0024	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0025	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0026	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Накопительная емкость (РГС)	0027	-	-	0,0002	0,0003	0,0002	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0028	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0029	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0030	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0031	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0032	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0033	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0034	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
Автоналивная система налива нефти	0035	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023



Автоналивная система налива нефти	0036	-	-	0,0003	0,0003	0,0003	0,0003	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,0045</b>	<b>0,0054</b>	<b>0,0045</b>	<b>0,0054</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Насос перекачки нефти	6001	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6002	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6003	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6004	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6005	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6006	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6007	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6008	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос перекачки нефти	6009	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,000027</b>	<b>0,0009</b>	<b>0,000027</b>	<b>0,0009</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,004527</b>	<b>0,0063</b>	<b>0,004527</b>	<b>0,0063</b>	2023
<b>(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0008	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0009	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2 на ППН	0037	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	-	-	1,28	128,8656	1,28	128,8656	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>1,3930</b>	<b>132,2576</b>	<b>1,3930</b>	<b>132,2576</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>1,3930</b>	<b>132,2576</b>	<b>1,3930</b>	<b>132,2576</b>	2023
<b>(0410) Метан</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Печь подогрева УН-0,2	0001	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0002	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023



Печь подогрева УН-0,2	0003	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0004	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0005	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0006	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0007	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0008	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2	0009	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
Печь подогрева УН-0,2 на ППН	0037	-	-	0,0113	0,3392	0,0113	0,3392	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,1130</b>	<b>3,3920</b>	<b>0,1130</b>	<b>3,3920</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,1130</b>	<b>3,3920</b>	<b>0,1130</b>	<b>3,3920</b>	2023
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Накопительная емкость (РГС)	0019	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0020	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0021	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0022	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0023	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0024	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0025	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0026	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Накопительная емкость (РГС)	0027	-	-	0,2677	0,386	0,2677	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0028	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0029	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0030	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0031	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0032	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0033	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0034	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0035	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
Автоналивная система налива нефти	0036	-	-	0,4015	0,386	0,4015	0,386	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>6,0228</b>	<b>6,9480</b>	<b>6,0228</b>	<b>6,9480</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Насос перекачки нефти	6001	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Насос перекачки нефти	6002	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023



Насос перекачки нефти	6003	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Насос перекачки нефти	6004	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Насос перекачки нефти	6005	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Насос перекачки нефти	6006	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Насос перекачки нефти	6007	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Насос перекачки нефти	6008	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Насос перекачки нефти	6009	-	-	0,00403	0,12069	0,00403	0,12069	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6010	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6011	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6012	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6013	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6014	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6015	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6016	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6017	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6018	-	-	0,0319	1,0065	0,0319	1,0065	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,32337</b>	<b>10,14471</b>	<b>0,32337</b>	<b>10,14471</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>6,34617</b>	<b>17,09271</b>	<b>6,34617</b>	<b>17,09271</b>	2023
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Накопительная емкость (РГС)	0019	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0020	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0021	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0022	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0023	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0024	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0025	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0026	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023
Накопительная емкость (РГС)	0027	-	-	0,099	0,1427	0,099	0,1427	2023



Автоналивная система налива нефти	0028	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0029	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0030	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0031	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0032	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0033	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0034	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0035	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
Автоналивная система налива нефти	0036	-	-	0,1485	0,1427	0,1485	0,1427	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>2,2275</b>	<b>2,5686</b>	<b>2,2275</b>	<b>2,5686</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Насос перекачки нефти	6001	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6002	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6003	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6004	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6005	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6006	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6007	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6008	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
Насос перекачки нефти	6009	-	-	0,00149	0,04464	0,00149	0,04464	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,01341</b>	<b>0,40176</b>	<b>0,01341</b>	<b>0,40176</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>2,24091</b>	<b>2,97036</b>	<b>2,24091</b>	<b>2,97036</b>	2023
<b>(0602) Бензол</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Накопительная емкость (РГС)	0019	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0020	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0021	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0022	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0023	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0024	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0025	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0026	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Накопительная емкость (РГС)	0027	-	-	0,0013	0,0019	0,0013	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0028	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0029	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0030	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0031	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023



Автоналивная система налива нефти	0032	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0033	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0034	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0035	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
Автоналивная система налива нефти	0036	-	-	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,0288</b>	<b>0,0342</b>	<b>0,0288</b>	<b>0,0342</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Насос перекачки нефти	6001	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6002	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6003	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6004	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6005	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6006	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6007	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6008	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
Насос перекачки нефти	6009	-	-	0,00002	0,00058	0,00002	0,00058	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,00018</b>	<b>0,00522</b>	<b>0,00018</b>	<b>0,00522</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,02898</b>	<b>0,03942</b>	<b>0,02898</b>	<b>0,03942</b>	2023
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Накопительная емкость (РГС)	0019	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0020	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0021	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0022	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0023	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0024	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0025	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0026	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Накопительная емкость (РГС)	0027	-	-	0,0004	0,0006	0,0004	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0028	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0029	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0030	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0031	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0032	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0033	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0034	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
Автоналивная система налива нефти	0035	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023



Автоналивная система налива нефти	0036	-	-	0,0006	0,0006	0,0006	0,0006	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,0090</b>	<b>0,0108</b>	<b>0,0090</b>	<b>0,0108</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Насос перекачки нефти	6001	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6002	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6003	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6004	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6005	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6006	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6007	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6008	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
Насос перекачки нефти	6009	-	-	0,000006	0,00018	0,000006	0,00018	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,000054</b>	<b>0,00162</b>	<b>0,000054</b>	<b>0,00162</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,009054</b>	<b>0,01242</b>	<b>0,009054</b>	<b>0,01242</b>	2023
<b>(0621) Метилбензол</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Накопительная емкость (РГС)	0019	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0020	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0021	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0022	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0023	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0024	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0025	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0026	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Накопительная емкость (РГС)	0027	-	-	0,0008	0,0012	0,0008	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0028	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0029	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0030	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0031	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0032	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0033	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0034	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0035	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
Автоналивная система налива нефти	0036	-	-	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,0180</b>	<b>0,0216</b>	<b>0,0180</b>	<b>0,0216</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
Насос перекачки нефти	6001	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023



Насос перекачки нефти	6002	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
Насос перекачки нефти	6003	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
Насос перекачки нефти	6004	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
Насос перекачки нефти	6005	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
Насос перекачки нефти	6006	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
Насос перекачки нефти	6007	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
Насос перекачки нефти	6008	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
Насос перекачки нефти	6009	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,00009</b>	<b>0,00333</b>	<b>0,00009</b>	<b>0,00333</b>	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,01809</b>	<b>0,02493</b>	<b>0,01809</b>	<b>0,02493</b>	<b>2023</b>
<b>(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	-	-	0,0000001	0,0000148	0,0000001	0,0000148	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,0000001</b>	<b>0,0000148</b>	<b>0,0000001</b>	<b>0,0000148</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,0000001</b>	<b>0,0000148</b>	<b>0,0000001</b>	<b>0,0000148</b>	2023
<b>(1325) Формальдегид (Метаналь)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	-	-	0,0022	0,2148	0,0022	0,2148	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,0022</b>	<b>0,2148</b>	<b>0,0022</b>	<b>0,2148</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,0022</b>	<b>0,2148</b>	<b>0,0022</b>	<b>0,2148</b>	2023
<b>(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)</b>								
<b>Организованные источники</b>								
Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	-	-	0,80	80,541	0,80	80,541	2023
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>0,80</b>	<b>80,541</b>	<b>0,80</b>	<b>80,541</b>	-
<b>Неорганизованные источники</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,80</b>	<b>80,541</b>	<b>0,80</b>	<b>80,541</b>	2023



<b>ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:</b>	-	-	<b>13,8660311</b>	<b>403,3246548</b>	<b>13,8660311</b>	<b>403,3246548</b>	-	
<b>из них:</b>								
<b>Итого по организованным источникам:</b>	-	-	<b>13,5289001</b>	<b>392,7671148</b>	<b>13,5289001</b>	<b>392,7671148</b>	-	
<b>В том числе факелы:</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)</b>								
Дежурная горелка	0010	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0011	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0012	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0013	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0014	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0015	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0016	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0017	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
Дежурная горелка	0018	-	-	0,0181	0,5423	0,0181	0,5423	2023
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,1629</b>	<b>4,8807</b>	<b>0,1629</b>	<b>4,8807</b>	-
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)</b>								
Дежурная горелка	0010	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0011	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0012	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0013	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0014	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0015	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0016	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0017	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
Дежурная горелка	0018	-	-	0,0029	0,0881	0,0029	0,0881	2023
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,0261</b>	<b>0,7929</b>	<b>0,0261</b>	<b>0,7929</b>	-
<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)</b>								
Дежурная горелка	0010	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0011	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0012	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0013	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0014	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0015	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0016	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0017	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
Дежурная горелка	0018	-	-	0,0151	0,4519	0,0151	0,4519	2023
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,1359</b>	<b>4,0671</b>	<b>0,1359</b>	<b>4,0671</b>	-



<b>(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)</b>								
Дежурная горелка	0010	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0011	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0012	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0013	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0014	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0015	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0016	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0017	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
Дежурная горелка	0018	-	-	0,1507	4,5192	0,1507	4,5192	2023
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>1,3563</b>	<b>40,6728</b>	<b>1,3563</b>	<b>40,6728</b>	-
<b>(0410) Метан</b>								
Дежурная горелка	0010	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0011	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0012	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0013	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0014	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0015	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0016	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0017	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
Дежурная горелка	0018	-	-	0,0038	0,113	0,0038	0,113	2023
<b>Всего по загрязняющему веществу:</b>	-	-	-	<b>0,0342</b>	<b>1,017</b>	<b>0,0342</b>	<b>1,017</b>	-
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>		-	-	<b>0,337131</b>	<b>10,55754</b>	<b>0,337131</b>	<b>10,55754</b>	-



#### 4.7 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Караколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах, это: азота оксиды, углерода оксид, углеводороды и др.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет.

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

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.1 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Караколь 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 – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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

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

#### **4.8 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу**

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер. При реализации проектных решений рекомендуется проведение следующих природоохранных мероприятий:

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

- внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе жилой санитарно-защитной зоны;
- повышение эффективности работы существующих пылегазоулавливающих установок (включая их модернизацию, реконструкцию) и их оснащение контрольно-измерительными приборами с внедрением систем автоматического управления;
- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;

- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;

#### **4.9 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 являются:

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

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

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ

предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

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

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

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

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

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;

- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

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

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

#### **4.10 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха**

В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагополучных территорий.

Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

Согласно «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

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.

Производственный мониторинг проводится природопользователем (оператором) на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

#### **4.10.1 Рекомендации по проведению мониторинга атмосферного воздуха**

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.

Получение информации о концентрациях химических веществ в атмосфере для последующей оценки воздействия месторождения на качество воздушной среды является целью контроля и мониторинга атмосферного воздуха. Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления ее изменений, связанных с эксплуатацией объектов Компании и выбросов загрязняющих веществ. Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

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

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Караколь ведутся согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля.

Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять на существующем уровне – один раз в квартал.

При проведении обследования фиксируются метеорологические условия, влияющие в значительной степени на процесс рассеивания загрязняющих веществ в контрольной точке: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление.

Контролируемые показатели: азот диоксид, азот оксид, сера диоксид, сероводород, углерод (сажа), оксид углерода, углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> (по метан), углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, углеводороды C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub>, пыль неорганическая, пыль (взвешенные вещества), угольная зола.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДК<sub>м.р.</sub>) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

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

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляются в соответствии с утвержденными в РК стандартами.

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

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

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

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Караколь рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме.

В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

## 5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

### 5.1 Характеристика водопотребления и водоотведения

#### Водопотребление

На месторождении Караколь 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 хозяйственно-бытовых целях (влажной уборки производственных и бытовых помещений, стирки спецодежды и др.);
- ❖ для производственных нужд, при проведении буровых работ, противопожарные нужды и т.д.

*Питьевая (пресная) вода* доставляется автоцистернами на договорной основе из города Кызылорда. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды.

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 водоемким объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

*Привозная бутилированная питьевая вода* поставляется на месторождение на платной основе для питьевых нужд работающего персонала из расчета 5 л на 1 человека в смену.

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 Караколь образуются следующие сточные воды:

- ❖ хозяйственно-бытовые;
- ❖ производственно-ливневые.

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

Для отвода хозяйственно-бытовых сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории объекта предусматривается система хозяйственной канализации.

Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик), из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором.

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

*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 через дождеприёмные колодцы и приемки.

На месторождении Караколь 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.

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

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Караколь 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 хозяйственно-бытовые 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 – 15 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на территории месторождения Караколь на период разработки представлены в таблице 4.1.1.

**Таблица 4.1.1 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения**

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
Хоз-бытовые нужды	1 житель	15	0,12	1,8	657,0	1,8	657,0
Столовая	4 условных блюда в сутки	15	0,012	0,72	262,8	0,72	262,8
Прачечная	1 кг сухого белья	15	0,04	0,6	219,0	0,6	219,0
<b>Итого:</b>				<b>3,12</b>	<b>1138,80</b>	<b>3,12</b>	<b>1138,8</b>
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,156	56,940	0,156	56,940
<b>Всего:</b>				<b>3,276</b>	<b>1195,740</b>	<b>3,276</b>	<b>1195,74</b>

В рамках «Проекта разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2022 г.» предполагается строительство скважин согласно принятых проектных решений.

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве проектируемых скважин будут определены в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин на месторождении Караколь с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

## 5.2 Поверхностные воды региона

На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют.

К югу от района проектируемых работ протекает река Сырдарья, которая принадлежит к числу рек со смешанным типом снежно-ледникового питания. Образуется от слияния рек Нарын и Карадарья и считается наиболее длинной (более 2000 км) рекой бассейна Аральского моря.

К востоку от лицензионного участка протекает р. Сырасу. Она берет начало двумя ветвями Жаксы-Сырасу и Жаман-Сырасу со склонов гор Бугулы и Актау на высоте 700-900 м на территории Карагандинской области. Это самая большая по протяженности река Центрального Казахстана и в то же время самая маловодная.

Гидрографическую сеть региона дополняют временные водотоки пустынных пространств и сеть озер, многие из которых летом полностью пересыхают. К северо-востоку от участка проектируемых работ протягивается сухое русло р. Акший (шириной до 30 м), которое заполняется водой только в период снеготаяния.

В пределах рассматриваемого региона насчитывается более ста озер, большинство из которых приходится на пойменную часть р. Сырдарьи. Заполняются они, обычно, разливом реки при максимальных уровнях во время весеннего ледохода, поэтому, как правило, к осени озера с малой зеркальной площадью пересыхают или сильно мелеют. Телекольская система озер, находящаяся на северо-востоке Кызылординской области, заполняется весенними паводковыми водами р. Сырасу и часть их к осени также пересыхает.

Телекольская система озер и около десяти озер, расположенных вблизи Аральского моря, горькосоленые, все остальные озера - пресноводные.

### **5.3 Подземные воды**

Площадь проектируемых работ входит в состав Арыкумского бассейна второго порядка Тургайской системы артезианских бассейнов.

Рельеф территории Арыкумского артезианского бассейна представляет собой денудационно-аккумулятивную, местами такырно-солончаковую равнину, примыкающую на северо-востоке к горному массиву Улутау, с общим уклоном поверхности на запад-юго-запад к впадине Мынбулак. Абсолютные отметки поверхности изменяются от 400 м в Казахском мелкосопочнике и 1133 м в Улутау до 73 м в Мынбулакской котловине. Для рельефа центральной части территории характерны возвышенные пластообразные равнины водоразделов, расчлененные эрозионной сетью речных долин, балок и оврагов.

Наиболее геоморфологически выраженной положительной формой здесь является обширное плиоценовое плато Сарылан, протягивающееся с северо-запада на юго-восток с абсолютной отметкой поверхности 197-227 м. Борта плато крутым уступом высотой 70-80 м обрываются к примыкающему с северо-запада урочищу Мынбулак, а с юго-востока к песчаному массиву Арыкум. В крайнем северо-западном углу территории располагается юго-восточная оконечность песчаного массива Приаральских Каракумов.

Наиболее крупной отрицательной формой рельефа территории бассейна является Мынбулакская впадина. Она занимает северо-западную часть и вытянута с юго-востока на северо-запад почти на 100 км при ширине до 50 км. С юга и востока впадина ограничена денудационными уступами палеогеновых, а на юго-западе - меловых пород высотой 50-70 м. Днище впадины представляет собой обширную такыровидную равнину с отметками 73-78 м,

которая на северо-западе постепенно переходит в песчаную пустыню Приаральских Каракумов. Рельеф песчаных массивов в основном грядовой и барханно-грядовой с относительным превышением гребней песчаных гряд над днищами межбарханных и межгрядовых котловин выдувания от 10 до 45 м, часто занятых сорами и такырами значительных размеров.

Гидрогеологические условия Арыкумского артезианского бассейна обусловлены как его структурно-тектоническим положением и литолого-фациальным составом слагающих пород, так и геоморфологическими и климатическими особенностями.

Основное структурно-тектоническое строение бассейна, определяющее характер питания, транзита, накопления и разгрузки подземных вод контролируются наличием приподнятых областей, примыкающих с запада и юга к калидонской горноскладчатой структуре Улутау платформенных структур мезокайнозойского чехла Южно-Тургайской впадины, имеющего в целом трехъярусное строение.

Литолого-фациальные различия основных геоструктурных ярусов, наличие региональной водоупорной толщи чегана (верхи эоцена-низы олигоцена) и многочисленных изолированных грабен-синклиналей, выполненных комплексом континентальных угленосных нефтегазоматеринских пород триас-юры позволяет выделить в гидрогеологическом разрезе три гидрогеологических этажа: триас-юрский, меловой и плиоцен-четвертичный, содержащие как грунтовые, так и напорные воды, причем два нижних этажа содержат преимущественно напорные и высоконапорные воды, тогда как верхний преимущественно грунтовые и субнапорные воды. Вместе с тем, палеогеографические особенности формирования фациально-формационного состава водовмещающих отложений обуславливают не только гидродинамическую, но и гидрогеохимическую специфику артезианских вод, в том числе и их нефтегазоносность.

Более детальная гидрогеологическая стратификация позволяет выделить в пределах выделенных гидрогеологических этажей водоносные горизонты, комплексы и спорадически обводненные отложения, приуроченные к разновозрастным и фациально-разнородным образованиям.

Уровень гидрогеологической изученности разновозрастных геологических образований в Арыкумском бассейне на сегодняшний день позволяет дифференцировать гидрогеологический разрез платформенного чехла и пород фундамента следующим образом.

В *олигоцен-четвертичном гидрогеологическом этапе*, содержащем преимущественно грунтовые и субнапорные подземные воды по материалам гидрогеологического картирования выделяются водоносные горизонты и комплексы в

четвертичных и олигоценых отложениях. При этом четвертичные отложения в рассматриваемом бассейне представлены аллювиально-пролювиальными, аллювиальными, озерными, эоловыми, озерно-аллювиальными образованиями, которые, как правило, территориально разобцены и содержат самостоятельные горизонты грунтовых вод.

В мел-эоценовом гидрогеологическом этаже, содержащем преимущественно напорные воды, выделяются водоносные комплексы эоценовых, верхне-, средне- и нижнемеловых отложений.

В триас-юрском гидрогеологическом этаже в силу глубокого залегания и слабой изученности выделяется единый триас-юрский водоносный комплекс.

Водоносность пород фундамента наиболее полно изучена в пределах Улутау, где выделяется ряд водоносных комплексов в до- и палеозойских образованиях.

Исследуемая территория находится в пределах засушливой зоны, где поверхностный сток совершенно отсутствует. Ввиду этого для данного района подземные воды имеют исключительно важное значение.

Подземные воды приурочены ко всем отложениям от девонского до четвертичных возрастов, но естественные условия накопления их крайне неблагоприятны. Это объясняется тем, что при отсутствии поверхностного стока как основного источника питания подземных вод, здесь выпадает ничтожное количество атмосферных осадков, почти полностью расходуемое на испарение и транспирацию растениями. Кроме того, большая часть территории покрыта неогеновыми слабопроницаемыми отложениями, препятствующими инфильтрации атмосферных осадков.

Характеристика водоносных горизонтов и комплексов, водопроницаемых, но безводных и водоупорных пород приведена ниже в последовательности геологического возраста толщ от молодых к более древним.

Характеристика и оценка подземных вод дана согласно методическим указаниям ВСЕГИНГЕО.

#### *Водоносный горизонт современных аллювиальных отложений (aQIV)*

Современный аллювий слагает нижнюю и высокую пойменные террасы реки Калмыккырган и пойму сухого русла Акший в северо-восточной части района исследования. В верхней части сухого русла современные аллювиальные отложения залегают непосредственно на породах сенона, а в нижней части на нижнечетвертичных аллювиально-пролювиальных отложениях. Водовмещающие породы представлены песками серыми, желтыми с линзами гравия и галечника в основании, а вверху суглинками и супесями. Мощность отложений достигает 17,5 м. Глубина залегания уровня грунтовых вод колеблется

от 0,5 до 13 м. В зависимости от гранулометрического состава дебиты водопунктов 0,5 -0,6 л/с при понижении уровня на 0,4-1,5 м. Максимальный дебит (1-1,5 л/с при понижении 2-3 м) получен при вскрытии отсортированных песков. Коэффициенты фильтрации, полученные лабораторным путем, составляют 0,6-25,6 м/сутки. Это свидетельствует о высокой проницаемой способности водоносных отложений.

Минерализация подземных вод закономерно возрастает от верховий к устьям и от русла к бортовым частям от 0,2 до 0,7 г/л. По химическому составу воды обычно гидрокарбонатные и сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые и натриевые.

Воды пресные с температурой 10,2-11,5 С. Из микрокомпонентов в воде содержатся: фтор 0,8 мг/л, бор 0,1 мг/л.

Основными источниками питания подземных вод являются инфильтрация атмосферных осадков, фильтрация вод временных потоков сухого русла Акший во время интенсивного снеготаяния и переток из нижележащих горизонтов.

Режим грунтовых вод аллювиальных отложений находится в прямой зависимости от выпадающих атмосферных осадков. Подъем уровня воды обычно связан с периодом снеготаяния, амплитуда колебания составляет 0,6-0,8 м.

Довольно значительные удельные дебиты скважин и хорошее качество подземных вод дает возможность использования их для питьевого водоснабжения и водопоя скота.

*Водоносный горизонт средне-верхнечетвертичных аллювиальных отложений (а QII-III).*

Водоносный горизонт имеет весьма ограниченное распространение в виде отдельных пятен в низовье сухого русла Акший. Водовмещающие породы представлены песками среднезернистыми желтого цвета кварц-полевошпатового состава, встречаются прослойки глин. Подстилающими породами являются глины зеленые плотные среднеэоценового возраста. Мощность горизонта 5-7 м. Глубина залегания уровня подземных вод колеблется в пределах 12,8 - 13,2 м, устанавливается уровень на этой же глубине. Водообильность пород характеризуется удельными дебитами 0,5-1,0 л/с. По химическому составу подземные воды сульфатно-хлоридные натриевые, реже сульфатные натриевые, солоноватые с минерализацией 7-8 г/л. Основное питание этого горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков, а иногда за счет поступления из нижних водоносных горизонтов.

*Водоносный горизонт нижнечетвертичных аллювиально-пролювиальных отложений (арQI)*

Нижнечетвертичные аллювиально-пролювиальные отложения развиты преимущественно восточнее песчаного массива Арыскуп, вдоль сухого русла Акший и южнее в районе колодца Мамахан. Всюду они с поверхности сложены суглинками и супесями небольшой мощности до 1,2 - 3,0 м.

Водовмещающие породы представлены серыми, желтовато-серыми песками, разномелкозернистыми, преимущественно мелко - и среднезернистыми кварц-полевошпатового состава. В северо-восточной части пески содержат включения гравия и дресвы или же чередуются с прослойками гравийно-песчаных отложений. На отдельных участках в песках встречаются прослойки глин, мощностью до 1,0 м. Мощность водосодержащих отложений изменяется в пределах 4 - 11,3 м. Грунтовые воды залегают на глубине от 2,5 до 14,2 м.

На всей площади распространения нижнечетвертичные аллювиально-пролювиальные отложения подстилаются среднеэоценовыми образованиями, за исключением участков, граничащих с песчаным массивом Арыскуп и выходами верхнемеловых пород. В первом случае они залегают на верхнеплиоценовых отложениях, а во втором - непосредственно на сенонских отложениях. Поэтому он имеет гидравлическую связь с подземными водами среднеэоценовых и сенонских отложений.

Коэффициенты фильтрации по данным наливов в шурфы составляют 1,0 - 2,4 м/сут. Это свидетельствует о хорошей проницаемости пород. Производительность скважин 0,7-0,8 л/сек при понижении 1,4 м.

Воды по своему качеству слабосоленые и соленые с плотным остатком 1,1 - 26,6 г/л, а в скважине 46 вскрыты рассолы с минерализацией 81,2 г/л.

Слабосоленые воды распространены в основном в северной части, ближе к области повышенных абсолютных отметок рельефа. По мере движения с севера на юг и юго-восток минерализация воды увеличивается, и воды слабосоленые переходят в соленые и сильносоленые. Величина минерализации в южной и юго-восточной части распространения водоносного горизонта составляет 8,2-24,0 г/л.

Изменение химического состава воды находится в непосредственной зависимости от величины минерализации воды. Для слабосоленых вод характерно преобладающее содержание сульфата, реже гидрокарбоната, а из катионов - натрия и магния.

В соленых и сильно соленых водах содержание сульфатов уступает хлоридам и химический состав становится хлоридно-сульфатным натриевым, реже сульфатно-хлоридным натриевым. Для соленых вод характерно полное преобладание хлоридов и в редких случаях присутствие сульфатов.

Содержание микроэлементов следующее: фтора 2, йода 1, бора 0,25 мг/л. В единичных пробах имеются другие элементы: германий, рубидий, литий.

Основное питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и частично за счет поступления из нижезалегающих напорных вод среднего эоцена и сенона.

Тип режима грунтовых вод климатический. Колебания уровня вод небольшие (0,5 - 0,8 м) и зависят от количества выпадающих осадков.

Воды используются в северной части вдоль сухого русла Акший для водопоя скота и водоснабжения отгонного животноводства.

#### *Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N23)*

Отложения верхнего плиоцена на территории бассейна получили распространение на водоразделе между озером Арыс и р. Сарысу и на плато Сарылан. На юго-востоке описываемой территории они слагают песчаный массив Арыскум.

Водовмещающие породы представлены в основном серыми, желтовато-серыми песками различной зернистости нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. На плато Сарылан на водоразделе между оз. Арыс и р. Сарысу водоупором служат глинистые прослой в низах толщи миоцена или глины эоцена. Сплошное их обводнение прослеживается только в районе озера Арыс. И здесь они обводнены слабо. Мощность верхнеплиоценовых песков составляет 16,5-17,5 м.

Воды в основном безнапорные и залегают на глубине от 4,5 до 13,4 м, наиболее часто они встречаются на глубине 7-8 м. Колодцами вскрывается только верхняя незначительная по мощности (от 0,2 до 1,5 м) часть водовмещающих пород. Расходы скважин при проведении пробных откачек составили 0,5-1,0 л/с, при понижениях уровня 0,5 - 1,4 м. Дебиты колодцев невелики и не превышают 0,3 л/с при понижениях уровня от 0,3 до 1,25 м. Вдоль южного склона водораздела между оз. Арыс и р. Сарысу встречены родники с дебитами 0,1-0,12 л/с.

Воды верхнего плиоцена пестрые по составу. В подавляющем большинстве водопунктов минерализация не превышает 5 г/л. В районе оз. Арыс встречены воды с минерализацией 3-5 г/л. Встречаются небольшие участки, приуроченные к местным замкнутым понижениям, где минерализация воды достигает 30 г/л. По всей площади распространения отдельными небольшими линзами встречаются воды с минерализацией до 1 г/л, приуроченные к участкам, сложенным крупнозернистым материалом. Воды с минерализацией до 1 г/л относятся к гидрокарбонатным натриевым, с минерализацией 1-3

г/л обычно смешанного состава, с минерализацией более 3 г/л имеют уже хлоридный натриевый состав.

В водах описываемых верхнеплиоценовых отложений обнаружены следующие микрокомпоненты: фтор - 2,0, бор - 0,1, йод - 0,3, медь - 0,001, серебро - 0,0009 мг/л.

Питание подземных вод происходит в основном во время весеннего снеготаяния. Область их питания совпадает с площадью распространения плиоценовых песков, приуроченных главным образом к наиболее высоким частям междуречий и возвышенностей. Наблюдается прямая зависимость дебита родников от количества выпадающих осадков. Минимальные расходы отмечены в январе-марте, максимальные - в период весеннего снеготаяния. Хорошая фильтрационная способность водовмещающих пород песчаного массива Арыскуп позволяет создать значительные емкостные запасы подземных вод. Этим же определяется значительная водообильность пород.

Воды верхнеплиоценовых отложений могут быть использованы лишь для обеспечения небольших животноводческих ферм путем устройства групповых колодцев.

*Подземные воды спорадического распространения нижнесреднеплиоценовых отложений. (N21-2)*

Отложения нерасчлененного ниже-среднеплиоценового возраста на рассматриваемой территории имеют широкое распространение и занимают почти всю западную часть, слагая плато Сарылан. Водовмещающими породами являются пески и супеси, залегающие в виде линз и прослоев среди глин и суглинков. Описываемые отложения характеризуются частой фациальной изменчивостью литологического состава, как по площади, так и в разрезе, вследствие чего подземные воды, заключенные в них, носят спорадический характер. Пески и супеси светло-желтые, желтые, желтовато-серые с включением гравия, кварц-полевошпатовые. По гранулометрическому составу пески среднезернистые пылеватые, иногда мелкозернистые. Супеси чаще тяжелые. Мощность водоносных песков, залегающих среди глин колеблется от 3 до 5 м.

Отложения ниже-среднеплиоценового возраста всюду подстилаются водоупорной толщей глин верхнего эоцена. В песках развиты подземные воды со свободной поверхностью. Глубина залегания их колеблется в пределах 8,6 - 18,5 м, а уровень воды устанавливается на глубине 5,2 - 17,5 м ниже поверхности земли, т.е. местами воды слабо напорные. Производительность скважин изменяется от 0,3 до 0,5 л/с при понижении от 0,8 до 1,4 м. Удельные дебиты составляют 0,04-0,3 л/с.

Минерализация наиболее высокая в отложениях подошвы и наименьшая в их кровле. Воды солоноватые и соленые с минерализацией 3,6 - 27,2 г/л. Температура воды 9-11,2 С.

В химическом составе подземных вод из анионов преобладают хлориды и сульфаты, а из катионов - натрий. Именно за счет хлоридов, сульфатов и натрия происходит увеличение минерализации подземных вод.

Основным источником питания подземных вод спорадического распространения ниже-среднеплиоценовых отложений являются атмосферные осадки. В связи с малым количеством последних и затрудненной инфильтрации их из-за преобладания глинистых образований на поверхности плато, пополнение запасов подземных вод незначительное. Питание за счет нижележащих водоносных горизонтов исключено, так как они изолированы глинистой толщей верхнего эоцена.

Для описываемых вод характерно местное питание, где область формирования совпадает с зоной распространения и разгрузки.

Повышенная минерализация подземных вод и их спорадичность предопределила бесперспективность вод для водоснабжения.

#### *Водоносный горизонт олигоценовых отложений (P3)*

Описываемые отложения распространены западнее песчаного массива Арыскум. Выходящие на дневную поверхность породы олигоцена вытянуты в меридиональном направлении и разделяют песчаный массив Арыскум от плато Сарылан.

Водовмещающие породы представлены желтовато-серыми, серовато-зелеными, желтовато-бурыми, красновато-бурыми мелко и среднезернистыми песками. Мощность обводненной части песков составляет 3,6 - 5,7 м. Глубина залегания уровня подземных вод изменяется от 7,5 до 12,4 м. Для водоносного горизонта в олигоценовых отложениях постоянным водоупором являются глины верхнего эоцена. Подземные воды олигоценовых отложений безнапорные, уровни устанавливаются на глубине 7,5 - 12,4 м от поверхности земли. Водообильность пород характеризуется дебитами скважин до 1,0 л/с.

По качеству воды относятся к слабосоленоватым и соленоватым с температурой 9,5-13,6 С. Минерализация воды колеблется в пределах 1,6 - 9,3 г/л. По химическому составу воды относятся к сульфатно-гидрокарбонатным натриевым и хлоридно-сульфатным натриево-магниевым.

Водоносный горизонт имеет ограниченное распространение, но, несмотря на это он может эксплуатироваться для водопоя скота при помощи колодцев.

#### *Мел-эоценовый гидрогеологический этаж*

Подземные воды меловых отложений в пределах Арыскумского артезианского бассейна получили наиболее широкое распространение. Меловыми отложениями выполнены Жиланчинский и Арыскумский прогибы и разделяющая их Мынбулакская седловина. На

Нижнесырдарьинском своде и серии брахиантиклиналей вдоль Главного Каратауского разлома, а также в предгорьях Улутау они выходят на поверхность земли. На западном и южном погружении Улутауского до- и палеозойского массива меловые отложения выклиниваются и на породы фундамента ложатся породы чеганской свиты палеогена. Представлены меловые отложения двумя отделами - верхним и нижним, из которых первый пользуется более значительным распространением. Водоносные отложения нижнего мела имеют несколько ограниченное распространение и представлены, в основном, альбским ярусом, реже неокосскими образованиями, выполняющими Южно-Тургайскую впадину. Они залегают либо непосредственно на породах палеозойского фундамента, либо на размывтой поверхности пермских и триасовых образований. В пределах артезианского бассейна отложения нижнего мела естественных выходов на поверхность не имеют.

В меловых отложениях выделены три основных водоносных горизонта, приуроченных к песчано-глинистым отложениям сенонского, туронского и альб-сеноманского возраста. Основные водоносные комплексы туронских, сенонских и альб-сеноманских отложений разделены между собой регионально выдержанной толщей глинистых отложений сеномана-нижнего турона, имеющей мощность от 20-30 до 100-120 м. Уменьшение в отдельных местах мощности глин сеномана и нижнего турона и появление песчаных разностей в разрезе позволяет предполагать наличие гидравлической связи на некоторых участках этих водоносных комплексов. В кровле верхнемелового водоносного комплекса также залегают водоупорные глины чеганской свиты, а в подошве альб-сеномана - глины нижнего мела.

*Водоносный горизонт сенонских отложений (K2sn).*

Этот водоносный горизонт имеет повсеместное распространение в северо-восточном углу листа, где он является первым от поверхности. На остальной территории листа он перекрывается вышележащим горизонтом олигоценых отложений. Погружение сенонских отложений происходит в юго-западном и южном направлении. Подземные воды, приуроченные к сенонским отложениям, здесь всюду напорные, пьезометрические уровни воды составляют 4-10 м выше поверхности земли. На участках с большими гипсометрическими отметками самоизлив не наблюдается, и уровни залегают ниже поверхности земли на 9,0-16,3 м. Водовмещающие породы сенонского водоносного горизонта представлены песками зеленовато-серыми и серыми разнозернистыми кварцево-слюдистого состава иногда с включением гальки и гравия. Мощность водоносного горизонта 11,2-23,0 м. Водообильность горизонта пестрая. Дебиты на самоизливе составляют 4,6 - 12 л/с. При пробных и опытных откачках получены дебиты до 25 л/с при понижении 10-12 м.

По качеству воды слабосоленоватые с минерализацией до 1,4 г/л, исключение составляют крайне юго-восточная часть, где минерализация составляет 3,5 г/л.

По химическому составу воды сульфатно-хлоридные. Общая жесткость меняется от 1,2 до 9,0 мг/экв. Питание водоносного горизонта осуществляется в основном за счет атмосферных осадков на участках выхода отложений на поверхность и за счет гидравлической связи с соседними горизонтами. Подземные воды сенонских отложений являются наиболее перспективными для питьевого водоснабжения, орошения и обводнения пастбищ.

*Водоносный горизонт туронских отложений (K2t).*

Осадки турона распространены преимущественно в северо-восточной части рассматриваемой территории. Они всюду перекрываются более молодыми образованиями сенона, среднего эоцена и неогена. Туронские отложения залегают ближе к поверхности земли. Водовмещающие породы туронских отложений представлены песками светлосерыми, красновато-бурыми разномышными кварцевыми. Мощность песков до 8 м.

Появившийся уровень воды отмечен на глубине 129 м, а установившийся - на глубине 3,5 м. Дебиты скважин составляют 0,3-0,9 л/с при понижениях до 17,5 м. На соседних территориях дебиты скважин гораздо значительнее и достигают 4-5 л/с при понижениях до 10 м. Воды слабосоленоватые с сухим остатком 1,6-2,5 г/л, состав хлоридно-сульфатный натриево-магниевый. Питание подземных вод туронских отложений связано, прежде всего, с областью развития возвышенных участков с выходами туронских отложений за пределами исследуемой территории. Основную роль в питании играют Джекказган-улутауские горы.

Водоносный горизонт имеет большое практическое значение, однако требует более подробного изучения. Воды могут быть использованы для водопоя скота и орошения.

*Водоносный комплекс альбсеноманских отложений (K1al+cm).*

Отложения сеномана и альба получили широкое распространение в пределах Арыкумского артезианского бассейна. На западе их граница проходит вдоль глубинного каратауского разлома, на востоке - вдоль западных и южных склонов гор Улутау. На юго-востоке бассейна отложения альб-сеномана распространены в Мынбулакской и Арыкумской котловинах и далее следуют в пределах Чу-Сарысульской синеклизы. На юге и севере они прослеживаются за пределы описываемой территории. Выходы их на дневную поверхность известны вдоль западных склонов Алутауских гор и в пределах Нижнесырдарьинского свода. На остальной территории бассейна альб-сеноманские отложения залегают на осадках апта и среднего альба и с разрывом - на бортах палеозойского фундамента и отложениях коры выветривания. Перекрываются альб-

сеноманские отложения морскими верхнемеловыми и палеогеновыми осадками. Описываемые отложения вскрыты многочисленными скважинами в пределах северной части бассейна, Мынбулакской седловине и Арыкумском прогибе. Условия их залегания зависят от структурного плана осадочного чехла, в толще которого они залегают. Кровля описываемых отложений залегает на глубинах от 30-110 м в краевой части бассейна до 500-700 м и более в его центральной части. В районе Мынбулакской котловины альб-сеноманские отложения вскрыты на глубинах 504-537 м, а в пределах Арыкумского прогиба на глубинах от 176 до 300 м. На востоке описываемого бассейна, в пределах западного борта Чу-Сарысуйской синеклизы меловые отложения представлены двумя разновозрастными толщами - сенонской и сеноман-туронской. Кровля их вскрыта на глубинах от 30 до 300 м. Разрез альб-сеноманских отложений сложен в верхней части преимущественно кварцевыми разнозернистыми песками. Пески сверху мелкозернистые, а внизу более грубые с примесью песчаных глин. В основании толщи залегает пачка переслаивающихся серых глин и песков морского происхождения. В подошве их обычно залегает водосодержащий слой песков различного гранулометрического состава мощностью 60-120 м. В песках развиты подземные воды безнапорные и лишь в местах перекрытия более молодыми слоями - напорные. В пределах Мынбулакской и Арыкумской котловин воды самоизливающиеся. Высота напоров от 8 до 360 м. Зеркало грунтовых вод в понижениях рельефа на глубине 10-15 м. Мощность водоносного горизонта 60-70 м. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубине от 83 м и ниже поверхности земли, в восточной части бассейна до 18-21 м выше ее. На плато Сарылан пьезометрический уровень подземных вод устанавливается на глубине 106 м ниже дневной поверхности. Абсолютные отметки пьезометрической поверхности постепенно снижаются от 180-200 м вдоль Улутауского антиклинория до 80-100 м в Мынбулакской и Арыкумской котловинах. Литофациальная изменчивость водовмещающих пород обуславливает различную водообильность. Производительность скважин изменяется от десятых долей до 31,0 л/с, при понижениях от 5,1 до 27 м. Максимальные их значения приурочены к восточной, северной и северо-восточной частям бассейна (предгорные обрамления Улутау, плато Сарылан), что обусловлено глубоким залеганием пьезометрического уровня. Максимальные расходы (24-31 л/с) получены в Мынбулакской котловине и в урочище Кумколь, где напоры подземных вод достигают 480-500 м. Коэффициенты фильтрации составляют от 0,11 до 12-16 м/сут. Подземные воды комплекса движутся с северо-запада на юго-восток. Увеличение минерализации соответствует снижению пьезометрической поверхности подземных вод с востока на юг и юго-запад. В этом же направлении минерализация подземных вод увеличивается от 1 г/л до 3 г/л.

Значительное опреснение подземных вод происходит в районе Нижнесырдарьинского поднятия и в Мынбулакской котловине, где они слабосоленоватые и соленоватые. На востоке в предгорье Улутау, в зонах выхода водовмещающих пород на поверхность и на участках их неглубокого залегания, формируются пресные и слабосоленоватые преимущественно гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 0,4-1,5 г/л. Некоторое увеличение в них содержания сульфатов и хлоридов приводит к образованию на отдельных участках сульфатных и хлоридных натриевых вод. В Мынбулакской котловине и в урочище Кумколь преобладают слабосоленоватые воды с минерализацией 1,1-2,2 г/л.

Содержание микроэлементов следующее: фтора - от 0,3 до 30, йода от 0,17 до 32, брома - от 0,3 до 39, бора - от 0,5 до 4,0, цинка - от 0,005 до 0,1, свинца до 0,18, хрома до 0,16, стронция до 0,018 мг/л. Температура воды на выходе 9-15 С, в пласте - 26-28 С. Большие содержания азота вызваны органическим загрязнением вод. Основное питание подземные воды альб-сеноманского комплекса получают с юго-западных склонов Улутауских гор за счет поглощения паводкового стока многочисленных рек, где разнородные осадки верхнего мела представлены в основном песчанистыми разностями без разделяющих их глинистых водоупоров. В южной части бассейна отмечается гидравлическая связь водоносных комплексов верхнемелового-верхнетурон-сеноманского и альбсеноманского. Области разгрузки подземных вод альб-сеноманского комплекса является Мынбулакская и Арысская впадины, а также многочисленные зоны разломов северо-западного простирания. Разгрузка происходит в основном посредством восходящей фильтрации. Пресные и соленоватые подземные воды альб-сеноманских отложений в областях их неглубокого залегания могут быть использованы как для хозяйственно-питьевого водоснабжения, так и для орошения. В формировании подземных вод основными факторами являются климатические и геоморфологические особенности района, его геологическое строение и структурное положение. По условиям залегания, движения и разгрузки, характеру водовмещающей среды выделяется два яруса. Верхний ярус объединяет грунтовые воды четвертичных и неогеновых отложений. К нижнему ярусу относятся напорные воды палеогеновых и меловых отложений, которые приурочены в основном к Мынбулакскому артезианскому бассейну, граничащему с востока с Сарысуйским артезианским бассейном, а на юго-западе с Кызылкумским. Воды верхнего яруса основное питание получают за счет инфильтрации атмосферных осадков осенне-зимнего периода. Именно в этот период создаются основные объемы влагозапасов в результате сравнительно интенсивных дождей и снеготаяния. В летнее время осадков выпадает очень мало, а если и выпадают, то тут же и испаряется. Гидрографическая сеть на описываемой территории почти

отсутствует, за исключением сухого русла Акший, которое заполняется водой и имеет временный сток во время паводков. Поэтому об участии поверхностных вод в формировании вод верхнего яруса четвертичных и неогеновых отложений говорить не приходится.

Среди грунтовых вод четвертичных отложений основным развитием пользуется водоносный горизонт нижнечетвертичных аллювиально-пролювиальных отложений, который является первым от поверхности в восточной части района. Основным водоносным горизонтом неогеновых отложений является верхнеплиоценовый, занимающий песчаный массив Арыскуп. На площади распространения этих водоносных горизонтов с поверхности встречены песчаные и супесчаные отложения, иногда с включением гравия. Это свидетельствует о благоприятной инфильтрации атмосферных осадков. Однако, незначительные уклоны зеркала грунтовых вод, отсутствие глубоких дрен обуславливают затрудненный водообмен и вызывает засоление их.

Как известно, формирование химического состава грунтовых вод верхнего яруса зависит от условий питания, от физико-химических процессов, проходящих в почво-грунтах, от интенсивности испарения и жизнедеятельности растений. Немаловажную роль в формировании химического состава грунтовых вод играет жизнедеятельность растений. С одной стороны, транспирация воды растительностью вызывает повышение минерализации грунтовых вод, с другой стороны, способность растений избирательно усваивать соли приводит к изменению химического состава вод. Кроме того, в настоящее время основным источником пополнения солей в почво-грунтах и грунтовых водах служат атмосферные осадки. По расчетам В.М.Боровского количество солей, приносимых атмосферными осадками, составляет 8 тонн на км<sup>2</sup> в год. Соли, поступающие из атмосферы, характеризуются преобладанием хлоридов. Несколько по-иному происходит формирование напорных более глубоких горизонтов нижнего яруса. Основной областью питания напорных вод Мынбулакского артезианского бассейна являются юго-западные отроги Казахского мелкосопочника, в частности Джекказган-Улутауские горы. Не исключена возможность перетекания подземных вод из соседних бассейнов. Возможными источниками питания подземных вод Мынбулакского артезианского бассейна могут быть инфильтрация атмосферных осадков, инфильтрация паводковых вод рек, стекающих с мелкосопочника и подземный сток из Улутауского массива. Непосредственная инфильтрация атмосферных осадков не может играть решающей роли, так как меловые и эоценовые пески большей частью перекрыты водоупорными глинами палеогена и площадь обнажений меловых пород на поверхности невелика. Количество осадков довольно скудное и составляет 40-50 мм, а величина инфильтрации не превышает 10-12 мм. При ограниченных площадях этого

количества влаги недостаточно для формирования мощных водоносных горизонтов Мынбулакского бассейна. Следует учесть, что в северо-западной части бассейна, где осадков больше, меловые отложения представлены малопроницаемыми глинистыми отложениями.

Подземный сток с Улутауского массива также не может служить главным источником формирования подземных вод бассейна по двум основным причинам. Породы, слагающие Улутауский возвышенный мелкосопочник, слабоводообильны. По предварительным расчетам расход потока подземных вод по верхней трещиноватой зоне пород в южной части Улутауского антиклинория не превышает 70 л/с. Эта цифра, возможно, увеличится в 2-3 раза за счет регионального стока и подземного потока по известнякам западного борта Джекказганской впадины. Но общий расход источников Мынбулак, не считая разгрузки артезианских вод путем испарения, достигает по оценке У.М.Ахмедсафина не менее 500 л/с.

Минерализация подземных вод активной зоны водообмена составляет на периферии Улутауского мелкосопочника не менее 2-2,5 г/л, а глубоких вод еще выше. В то же время минерализация воды в родниках Мынбулак не превышает 1 г/л. Наиболее существенным источником формирования подземных вод Мынбулакского бассейна является поглощение поверхностного стока рек, стекающих с юго-западной части Казахского мелкосопочника. Наличие интенсивной инфильтрации поверхностного стока р. Белеуты в меловые отложения подтверждено гидрохимическими исследованиями.

Таким образом, основную роль в питании напорных вод Мынбулакского артезианского бассейна играют паводковые воды горных рек, которые поглощаются в отложениях среднего эоцена и мела. Разгрузка напорных вод происходит в урочище Мынбулак в виде многочисленных восходящих и нисходящих родников. В области транзита подземные воды описываемых отложений имеют довольно высокие напоры и производительность в силу того, что над кровлей водоносных горизонтов залегает мощная глинистая толща более молодых образований. Сведения о режиме подземных вод показывают, что напорные воды среднеэоценовых и меловых отложений практически не изменяются в течение года. Грунтовые воды четвертичных и неогеновых отложений в зависимости от инфильтрации атмосферных осадков имеют периоды подъема и спада уровней. Максимальные уровни грунтовых вод отмечаются в периоды с наибольшим количеством осадков в октябре-ноябре. Минимальные уровни в летние месяцы июле-августе, когда полностью отсутствует поступление осадков и испарение преобладает над инфильтрацией.

#### **5.4 Современное состояние водных ресурсов на месторождении**

Компанией АО «Кристалл Менеджмент» на территории месторождения Караколь не осуществляется эксплуатация подземных вод. В этом направлении мониторинг не предусматривается. Хозяйственно – бытовые и производственные сточные воды с территории месторождения Караколь поступают в специальные емкости, из которых по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом сторонней организацией на договорной основе.

В связи с вышеуказанным, мониторинг сточных вод компанией АО «Кристалл Менеджмент» на территории месторождения Караколь не проводится.

#### **5.5 Оценка воздействия и анализ последствий возможного загрязнения подземных вод**

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.

Первоочередной задачей при разработке месторождения является недопущение загрязнения грунтовых вод через почвенный покров при разливах ГСМ, пластовых вод и сточных вод. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-

химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

Источниками дополнительного воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства; нарушения герметичности сальников.

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

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод. Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

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

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 – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на водные ресурсы на месторождении Караколь присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

### **5.6 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения**

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Караколь рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;
- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- контроль над техническим состоянием и текущим ремонтом наблюдательных скважин;

- проведение плановой реконструкции нефтепроводов и водоводов объектов нефтедобычи и обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций;
- контроль над размещением радиоактивных и взрыво-пожароопасных веществ и их складированием на открытых площадках, недопущение слива различных стоков на этих территориях;
- установка дренажных емкостей для сбора воды и нефти в случае возникновения аварийной ситуации на объектах нефтепромысла при ремонтных работах;
- уменьшение объемов образования отходов с проведением эффективных работ по их переработке, утилизации и/или передаче сторонним организациям;
- контроль над техническим состоянием системы очистки и сброса хозяйственно-бытовых сточных вод.
- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- эксплуатация добывающих скважин не должна производиться с нарушением герметичности эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной пропусками фланцевых соединений и так далее;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации скважин является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разливы химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не

только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;

- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- обязательное проведение производственного экологического контроля через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод.

### **5.7 Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод**

К важнейшему виду работ в области охраны подземных вод относится выявление очагов их загрязнения. Под очагом загрязнения подземных вод понимается приуроченная к антропогенному объекту область водоносного горизонта, содержащая воды существенно иного качества по сравнению с фоновым качеством вод этого горизонта и сформировавшаяся вследствие утечек стоков с поверхности земли.

Поступающие с поверхности земли загрязняющие вещества попадают, прежде всего, в горизонт грунтовых вод. Поэтому при изучении загрязнения подземных вод первоочередное и основное внимание должно быть уделено грунтовым водам.

В целях определения влияния производственной деятельности на подземные воды предлагается ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети.

Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины или колодцы от производственного объекта. Нужно провести обследование состояния существующих скважин и колодцев и определить ее пригодность для решения задач охраны подземных вод.

Точками отбора проб на изучение подземных вод будут являться места расположения существующих водозаборных скважин или колодцев. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал. В последующем, при дальнейшем осуществлении производственной деятельности для своевременного выявления и проведения оценки происходящих изменений окружающей среды рекомендуется организовать собственную сеть гидронаблюдательных скважин и осуществлять мониторинг качества грунтовых вод.

Результаты мониторинга позволят 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 рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- ❖ pH, общая минерализация (сухой остаток);
- ❖ макрокомпонентный состав подземных вод ( $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Na}^+\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ );
- ❖ окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- ❖ суммарные нефтяные углеводороды, фенолы;
- ❖ аммоний, нитриты, нитраты;
- ❖ СПАВ, БПК, ХПК;
- ❖ тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).

Химические анализы проб подземных вод должны проводиться в сертифицированных Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

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

## **6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА**

### **6.1 Геологическая характеристика месторождения**

Разрез месторождения Караколь слагают метаморфические породы палеозойского возраста, на которых с региональным размывом залегают мезо-кайнозойские отложения, представленные юрской, меловой и палеоген-неоген-четвертичной системами. Максимальная глубина вскрытия разреза составила 2350 м в скважине КМ-7.

При стратиграфическом расчленении разреза и литолого-фациальной характеристике использованы материалы бурения четырех поисковых скважин К-1, К-2, К-6, КМ-7, анализы керна и шлама, результаты интерпретации данных сейсморазведки.

#### **Палеозойская группа (PZ)**

Палеозойские отложения вскрыты скважиной КМ-7, в которой они пройдены в интервале 2192-2350 м. Вся эта толща сложена преимущественно кристаллическими сланцами, переслаивающимися с песчаниками и сланцами в кровельной части, с включениями кварцитов и аргиллитов ниже по разрезу. В подошвенной части встречаются гравелиты с песчаниковым заполнением зеленого цвета. Гравелит разного состава: из песчаников метаморфизованных, глинисто-карбонатных обломков, кремний темного, почти черного цвета с трещинками, заполненными кальцитом. Видны коричневого цвета прожилки глины. Кристаллические сланцы серовато-зеленые, зеленовато-серые, кварц-хлорит-плагиоклазового состава, плотные, средне крепкие, структура кристаллическая, гранолепидобластовая, текстура пятнистая, трещиноватые, с заполненными кристаллическим кальцитом трещинами, с включениями зерен плагиоклазов и кварца, вкраплениями железистых минералов.

Сланцы слюдисто-глинистые, темно-буровато-серые, массивные, средне крепкие, крепкие, однородные, плитчатые, оскольчатые, не карбонатные, углефицированные.

Песчаники кварцитовидные, серовато-зеленые, беловато-зеленые, плотные, мелко-среднезернистые, с включением зерен крупной песчаной размерности, пятнистые, крепкие, плитчатые, частично перетертые, комковатые, агрегаты; кварц, полевые шпаты, силициты, обильно хлорит в виде пигмента в зернах, развитых по цементу включений, кальцит, незначительно мусковит, единичные желваки сульфидов, фрагменты каолина, незначительное ожелезнение в виде корок лимонита на зернах и агрегатах; зерна прозрачные, зеленые, матовые, белые, угловатые, полуокатанные, окатанные, вытянутые,

средне отсортированные. Цемент кварцево-кальцитовый, кремнисто-кварцевый, базальный, отмечаются агрегаты с коррозионным типом цементации.

Кварциты беловато-серые, серовато-зеленые, сколы и мелкозернистые агрегаты кварцевого-кремнистого состава, крепкие, плотные, массивные, местами пятнистые, обильно хлорит в виде пигмента и развитых по цементу прожилков, местами слабое ожелезнение, зерна полевых шпатов, кристаллы кальцита. Цемент кремнистый, кварцевый, базальный, коррозионный, отмечаются стекловидные агрегаты со сливной структурой, цементация очень прочная.

Аргиллиты темно-красные, железистые, плотные, крепкие, окварцованные, частично кремнелые, плитчатые, угловатые, трещиноватые, трещины залечены кремнеземом и кристаллическим кальцитом, тонкие вкрапленики хлорита, зерна кварца, незначительно известковистые. Отложения фундамента пройдены не на полную мощность. Вскрытая толщина составляет 158 м (скв. КМ-7).

### **Мезозойская группа (MZ)**

Отложения мезозойской эпохи с региональным размывом и угловым несогласием залегают на отложениях палеозоя. В разрезе отсутствуют осадочные и осадочно-метаморфические формации, относящиеся к триасовому возрасту.

### **Юрская система – J**

Отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами, ниже-средне-верхнеюрские отложения расчленяются на айбалинскую, дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

#### **Нижний отдел – J<sub>1</sub>**

Нижний отдел юрской системы представлен айбалинской свитой J<sub>1ab</sub>.

**Айбалинская свита (J<sub>1ab</sub>).** Свита представлена в основном сланцами слюдисто-глинистыми, темно-буровато-серыми, темно-серыми, массивными, микро-тонкозернистыми, средне крепкими, хрупкими, полуплитчатыми, плитчатыми, алевритистыми, частично перетертыми, комковатыми, глиноподобными, не карбонатными, участками хлоритизированными; с включениями тонкозернистого кварцевого песка, полевых шпатов. Встречаются прослой гравелитов светло-серых, зеленовато-серых, разного размера и состава, переслаивающихся с тесно-серой, алевритистой глиной. Гравелит представлен обломками угловатыми, иногда не окатанными глинистыми, разнозернистым песчаником, кварцитами, глауконитовыми агрегатами. Местами имеются включения песчаника. Песчаники светло-серые, беловато-серые, кварцевые, кварцитовидные, мелкозернистые, примесь кремнистых

обломков и зерен крупной песчаной размерности, крепкие, массивные, плотные; кварц, силициты, полевые шпаты, слюда; зерна от угловатых до окатанных, сортировка средняя.

Отложения мощностью 70 м вскрыты скважиной КМ-7.

### **Нижний и средний отделы – J<sub>1-2</sub>**

В разрезе нерасчлененных средне-нижнеюрских отложений выделяются породы дощанской свиты.

**Дощанская свита (J<sub>1-2ds</sub>).** В верхней части свиты отмечается чередование песчаников, глин и алевролитов. Ниже по разрезу начинается переслаивание песчаников со слюдисто-глинистыми сланцами, местами с включением прослоев алевролитов. Вся толща сложена в основном породами темно-серого цвета, местами встречаются небольшие включения углей.

Песчаники от светло-серого до темно-серого, черного цвета, тонко-мелкозернистые, средне крепкие, хрупкие, алевроитовые, слабо глинистые; среднезернистые, состоящие из зерен кварца, полевых шпатов, слюды, кремнистых обломков, глауконита. Цемент кварцевый, полевошпатовый, контактового и контактово-порового типа, цементация средняя.

Глины светло-серые, светло-буровато-серые, темно-серые, мягкие, вязкие, комковатые, алевроитистые, слоистые, сланцеватые, частично углефицированные, редкая слюда, с примесью тонкозернистого кварцевого песка, некарбонатные.

Алевролиты светло-серые, серые, слабо уплотнённые, глинистые, редкая слюда, с редкой примесью зёрен тонкой песчаной размерности, не карбонатные. С включением ОРД.

Сланцы слюдисто-глинистые, темно-буровато-серые, плотные, массивные, средне крепкие, полу плитчатые, с примесью углефицированного материала, включением тонких зерен кварца полевых шпатов, частично перетертые, комковатые, слабо доломитистые, не карбонатные. Отложения свиты на полную мощность вскрыты скважиной КМ-7, которая составляет 352,8 м. Продуктивные горизонты Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4 и Ю-IV-2-5 приурочены к песчаным коллекторам дощанской свиты.

### **Средний отдел – J<sub>2</sub>**

Породами карагансайской свиты представлены отложения средней юры.

**Карагансайская свита (J<sub>2kr</sub>).** Свита сложена чередованием сланцев и глин, в подошвенной части в редких местах встречаются прослои алевролитов.

Сланцы глинисто-слюдистые, темно-буровато-серые, массивные, однородные, средне крепкие, хрупкие, плитчатые, интенсивно углефицированные, алевроитистые, незначительно хлоритизированные, слабо доломитизированные, редкие включения тонко-мелкозернистого

кварцевого песка, зерна полевых шпатов, вкрапленики и микрогнезда каолина, единичные желваки и кристаллы сульфидов, гнезда углефицированного материала.

Глины зеленовато-серые, светло-серые, светло-зеленовато-серые, вязкие, комковатые, пластичные, алевритистые, микрослюдистые, частично углефицированные, прослоями с включением тонкозернистого кварцевого песка, не карбонатные.

Алевриты светло-серые, массивные, плотные, слабо средне крепкие, хрупкие, микрослюдистые, глинистые, местами с обильными включениями тонковкрапленного ОРД, редкая примесь тонкозернистого кварцевого песка. Толщина свиты варьирует в пределах 121,2-159,9 м в скважинах К-6 и К-2, в среднем составляя 133,4 м.

### **Верхний отдел – J<sub>3</sub>**

В разрезе верхнеюрских отложений выделяются породы кумкольской и акшабулакской свит.

**Кумкольская свита (J<sub>3</sub>km).** Кровельная часть свиты представлена в основном переслаиванием сланцев и глин от темно-серого до черного цветов, которые является покрывкой для газонефтенасыщенных песчаников, мощность которых достигает 100 м. В песчаниках отмечаются редкие и маломощные прослойки слюдисто-глинистых сланцев. Ниже по разрезу наблюдаются слюдисто-глинистые сланцы и редкие прослойки серых глин.

Песчаники светло-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, алевритистые, текстура массивная и пятнистая, из-за обильных примазок, линзовидных пятен, отпечатков черного, темно-бурого битумно-угольного материала, микро-тонкопористые, средне крепкие, хрупкие; кварц и полевые шпаты, обильно серицит, редкие включения биотита, каолинит, силициты, единичный хлорит, зерна прозрачные, матовые, белые, черные, зеленые, полуугловатые, полуокатанные и окатанные, хорошо отсортированные. Цемент кварцевый, контактового типа, цементация прочная.

Сланцы слюдисто-глинистые, темно-серые, тёмно-буровато-серые, плотные, крепкие, массивные, однородные, углефицированные, алевритистые, слабо хлоритизированные; излом неровный, неясно сланцеватый, землистый; слюда представлена микро-мелко чешуйчатым серицитом, также обильные тонкие вкрапленники белого каолина и черного углефицированного материала, единичные микроконкреции сульфидов, незначительно доломитизированные. Глины темно-серые, серые, мягкие, вязкие, пластичные, интенсивно перетертые, алевритистые, редко полу плитчатые, средне крепкие, не карбонатные. Толщина отложений кумкольской свиты в среднем достигает 197,5 м.

К песчаным коллекторам кумкольской свиты приурочен продуктивный горизонт Ю-III.

**Акшабулакская свита (J<sub>3ak</sub>)** представляет собой песчано-глинистую толщу с прослоями алевролитов, реже известняков.

Песчаники беловато-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, плотные, средне крепкие, участками рыхлые, перетертые, алевролитистые, местами сильно глинистые; кварц, обломки и зерна силицитов, полевые шпаты, глауконит, незначительно слюда (биотит), хлорит, кристаллы пирита; зерна полуугловатые, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные. Цемент кварцево-полевошпатовый, полевошпат-глинистый и глинистый, порового типа, цементация умеренная; кварц, обломки и зерна силицитов, полевые шпаты, глауконит, незначительно слюда (биотит), хлорит, кристаллы пирита; зерна полуугловатые, полуокатанные и окатанные, средне отсортированные.

Глины от зеленовато-серых, светло-серых до коричневых, реже красновато-коричневых, однородные, массивные, участками алевролитистые, микрослюдистые, мягкие, средне крепкие, местами вязкие, комковатые, от аморфных до полублочных, неравномерно алевролитистые, крепкие фрагменты, от слабо карбонатных до не карбонатных.

Алевролиты светло-серые, зеленовато-серые, от рыхлых перетертых до средне крепких, полу плитчатых, массивные, местами пятнисто-полосчатые (включения ОРД), местами с примесью тонкозернистого кварцевого песка, слабо известковистые или не карбонатные, микрослюдистые.

Известняки глинистые, светло-серые, беловато-серые, текстура массивная, пятнистая (пятна, гнезда, микрослойки темно-бурого, черного углистого материала), структура пелитоморфная, микрокристаллическая, плотные, средне крепкие, алевролитистые, иногда с примесью тонкозернистого кварцевого песка; от плитчатых до комковатых, мелоподобных агрегатов, интенсивно перетертых, отмечаются примазки обильные хлорита. Средняя толщина акшабулакской свиты составляет 254,1 м. К акшабулакской свите приурочен продуктивный горизонт Ю-0-1.

### **Меловая система – К**

Меловая система в районе исследований залегает с региональным размывом и угловым несогласием на отложениях юры.

Меловой разрез представлен нижним и верхним отделами.

### **Нижний отдел – К<sub>1</sub>**

В разрезе нижнемеловых отложений выделяются породы даульской (неокомский надъярус), карачетауской (апт-альб) и кызылкиинской (верхний альб-сеноман) свит. В свою очередь даульская свита расчленяется на нижнюю (берриас-валанжин), содержащую арыкумский горизонт, и верхнюю (готерив-баррем) подсвиты.

**Арыскупский горизонт (K<sub>1ar</sub>)** представлен песчаниками зелеными, зеленовато-серыми, мелкозернистыми с прослоями коричневого аргиллита и мелкообломочного гравелита на глинистом цементе. В верхней части преобладают глины и алевролиты. Вскрытая толщина составляет в среднем 27,8 м.

**Нижедаульская подсвита (K<sub>1nc1dl1</sub>)**. Подсвита представлена преимущественно красновато-коричневыми глинами и алевролитами светло-зеленовато-серыми, при этом наблюдается преобладание глин по всему разрезу. В редких случаях присутствуют песчаники серые, светло-серые, тонко-мелкозернистые, рыхлые, алевроитовые, глинистые, полимиктовые, слабо-средне крепкие, в основном кварц, слюда, зерна глауконита, зерна полуугловатые, полуокатанные, средне и хорошо отсортированные. Цемент глинистый, очень слабый.

Глины красновато-коричневые, коричневые, местами зеленовато-серые, серые, участками алевролитистые и однородные, средне крепкие, отдельные аргиллитоподобные, крепкие фрагменты, массивные, уплотненные, мягкие, комковатые, полублочные, не карбонатные. Алевролиты зеленовато-серые, серые, массивные, слабо-средне крепкие, реже рыхлые, комковатые, на глинистом цементе, включения зерен кварца тонкой песчаной размерности, не карбонатные. Толщина отложений изменяется от 115,9 м до 124,1 м.

**Верхнедаульская подсвита (K<sub>1nc1dl2</sub>)**. Верхняя часть верхнедаульской подсвиты представлена переслаиванием гравелитов пестроцветных, алевролитов, глин, с редкими маломощными прослойками песчаников, средняя и нижняя части сложены в основном переслаиванием глин, алевролитов и песчаников, с преобладанием последних.

Гравелиты пестроцветные, кремнистый гравий, зерна кварца средней песчаной размерности, обломки и зерна полевых шпатов, глауконита, слюда, фрагменты аргиллитов; зерна прозрачные, матовые, желтовато-серые, в основном полуокатанные и окатанные, плохо отсортированные. Без видимого цемента.

Алевролиты темно-серые, местами зеленовато-серые, мягкие, рыхлые, перетертые, слюдистые, с большой примесью ОРД, реже тонко-мелкозернистого кварцевого песка, не карбонатные. Глины красновато-коричневые, коричневые, реже зеленовато-серые, участками алевролитистые, уплотненные, мягкие, комковатые, полублочные, не карбонатные.

Песчаники светло-серые, серые, кварцевые, в виде отдельных зерен; тонко-среднезернистые, алевролитистые; кварц, силициты, глауконит, полевые шпаты, ОРД, слюда; зерна прозрачные, светло-зеленые, молочно-белые, черные, угловатые, полуугловатые, полуокатанные, окатанные, сортировка средняя.

Цемент глинистый, контактовый, цементация очень слабая. Толщина верхнедаульской подсвиты составляет в среднем 168,6 м.

Нерасчлененные **аптский** и **альбский** ярусы образуют отложения карачетауской свиты.

**Карачетауская свита ( $K_{1a+al_2}$ ).** Породы карачетауской свиты характеризуются переслаиванием тёмно-серых глин, алевролитов, песчаников и гравелитов:

Глины темно-серые, серые, плотные, средне крепкие, полуплитчатые, массивные, алевролитовые, микрослюдистые, не карбонатные, обильно ОРД.

Песчаники светло-зеленовато-серые, кварцевые, тонко-мелкозернистые, рыхлые, слабо крепкие, глинистые, алевролитистые; кварц, глауконит, слюда представлена биотитом и мусковитом, также полевые шпаты, включения ОРД; зерна прозрачные, зеленые, темно-серые, красные, белые, полуугловатые, полуокатанные, сортировка средняя. Цемент глинистый, контактово-поровый, цементация различная.

Алевролиты зеленовато-серые, серые, слабо-средне крепкие, массивные, микрослюдистые, с включением зерен кварца тонкой песчаной размерности, агрегатами неравномерно переходящие в тонкозернистый глинистый, песчаник, незначительно ОРД, не карбонатные. Гравелиты пестроцветные гравий и зерна грубой, местами средней песчаной размерности кремнисто-кварцевого состава, зерна глауконита, слюда, угловатые обломки аргиллитов и полевых шпатов, также отмечается большое содержание оскольчатых, угловатых кварцево-кремнистых фрагментов галек (конгломераты); зерна в основном полуокатанные и окатанные, плохо отсортированные, на алевролит-глинистом слабом цементе, контактового типа. Толщина вскрытых отложения карачетауской свиты варьирует от 286,6 до 333,2 м в скважинах К-1 и К-6 соответственно.

#### **Нижний – верхний отделы - $K_{1-2}$**

**Кызылкиинская свита ( $K_{1-2al_3+s}$ ).** Кровля отложений кызылкиинской свиты представлена чередованием глин и песчаников с дальнейшими включениями прослоев алевролитов. Глины светло-зеленовато-серые, массивные, плотные, прослоями однородные, пластичные, уплотненные, микрослюдистые, не карбонатные.

Песчаники коричневатого-серые, светло-серые, кварцевые, мелко-среднезернистые, рыхлые, слабо крепкие, в виде отдельных зерен, редкие сцементированные агрегаты, глинистые, алевролитовые; кварц, глауконит, слюда, полевые шпаты, обломки кремнистых пород, пирит; зерна прозрачные, зеленые, матовые, темно-серые, буровато-красные, полуугловатые, полуокатанные, окатанные, вытянутые, сортировка средняя. Цемент глинистый поровый, контактово-поровый, слабый.

Алевролиты светло-серые, беловато-серые, плотные, слабо-средне крепкие, массивные, микрослюдистые, с включением зерен кварца тонкой песчаной размерности, агрегатами неравномерно переходящие в тонкозернистый глинистый песчаник, незначительно ОРД, не карбонатные, участками отмечаются гнезда и микропрожилки биотита. Свита имеет толщину от 183,9 м (скв. К-2) до 192,6 м (скв. К-1).

### **Верхний отдел – К<sub>2</sub>**

В его составе выделяются нерасчлененный кампан-маастрихтский ярус (К<sub>2</sub>km+m), нерасчлененные отложения верхнего турон-сантона (К<sub>2</sub>t+st) и балапанская свита нижнего турона (К<sub>2</sub>t).

**Балапанская свита** нижнего турона (К<sub>2</sub>b) представлена переслаиванием, с переменным преобладанием, тёмно-серых и серых глин, песчаников и алевролитов, из которых последние совсем исчезают к нижней части разреза. Глины темно-серые, серые, пластичные, вязкие, частично слабо уплотненные, средне крепкие, песчанисто-алевритистые, комковатые, не известковистые с тонкой примесью ОРД, не карбонатные. Песчаники серые, темно-серые, средне-мелкозернистые, кварцевые, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, от угловатых до полуокатанных, хорошо и средне отсортированные, обильно пирит, ОРД, глауконит, на глинистом цементе.

Алевролиты светло-зеленые, массивные, слабо средне крепкие, полуплитчатые, слюдяные, в основном однородные, реже с примесью тонкозернистого кварцевого песка, не карбонатные; местами неравномерно переходящие в алевритовые глины.

Толщина свиты в среднем составляет 117,7 м.

**Турон-сантонский ярус верхнего мела (К<sub>2</sub>t+st).** Отложения турон-сантона сложены пестроцветными глинами и средне-мелкозернистыми песчаниками, с преобладанием глин по всему разрезу. Глины пестроцветные, красновато-бурые, светло-серые, желтовато-серые, светло-коричневые, светло-зеленые, мягкие, пластичные, вязкие, комковатые, алевритистые, не карбонатные. Песчаники светло-серые, зеленовато-серые, представлены несвязанными зёрнами, средне-мелкозернистые, кварцевые, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, от угловатых до полуокатанных, хорошо и средне отсортированные, обильно пирит, ОРД, глауконит, преимущественно без видимой цементации и редко на глинистом цементе. Толщина турон-сантонских отложений составляет 54,6 м при изменениях от 53,5 до 56,9 м.

**Кампан-маастрихтский ярус верхнего мела (К<sub>2</sub>km+m).** Отложения ярусов представлены чередованием коричневых, коричневатых-серых, местами зеленовато-серых, мягких, пластичных, слабо вязких, плотных, местами полуплитчатых, алевритовых и

однородных, реже уплотненных, не карбонатных, с включением ОРД глин и песчаников светло-серых, зеленовато-серых, в основном представленных несвязанными зёрнами, средне-мелкозернистых, кварцевых, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, от угловатых до полуокатанных, хорошо и средне отсортированные, обильно пирит, ОРД, глауконит; без видимой цементации, реже в глинистом цементе, цементация слабая. Отложения яруса вскрыты скважиной КМ-7 мощностью 49,4 м.

### **Кайнозой-KZ**

Кайнозойская группа представлена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем. Толщина вскрытых отложений кайнозоя составляет 188 м (скв. КМ-7).

### **Палеоген-неоген-четвертичная системы – P+N+Q**

Кровельная часть представлена сероцветными глинами с редкими пропластками песков, переслаивание песчаников и глин начинается со средней части и продолжается до конца разреза. Глины светло-серые, зеленовато-серые, красновато-серые, серые, желтовато-коричневые, от аморфных до полублочных, плотные, массивные, алевритисто-песчанистые, переходящие в глинистые песчаники, реже однородные, частично перетертые, комковатые, пластичные, не карбонатные. С включением ОРД.

Пески серые, светло-коричневые, средне-мелкозернистые, глинистые, кварцевые, от окатанных до полуокатанных, полусферичные, зерна кварца прозрачные, местами полупрозрачные, средней сортировки, отмечается большое содержание пирита, реже глауконита и слюды. Песчаники светло-серые, средне-мелкозернистые, кварцевые, рыхлые, кварцевые, слюдистые, алевритовые; кварц, глауконит, зерна и обломки силицитов, мусковит, ОРД, единичные кристаллы пирита, кальцит; зерна прозрачные, зеленые, темно-бурые, белые, угловатые, полуугловатые, полуокатанные, равномерно отсортированные, цемент глинистый, контактово-поровый, цементация слабая.

### **Тектоника**

Структура Караколь приурочена к северной части Арыскупской грабен-синклинали, которая имеет протяженность около 200 км при средней ширине 30 км. Особенностью строения Арыскупской грабен-синклинали является наличие разломного нарушения, проходящего вдоль всей ее осевой части и являющимся продолжением Главного Каратауского разлома (ГКР). Разлом пересекает весь разрез мезо-кайнозоя.

К нему во внутренней части грабен-синклинали приурочена группа антиклинальных бескорневых инверсионных структур, выраженных в отложениях мела и верхней части юрского разреза (рисунок 6.1.1). Ловушка Караколь является одной из таких структур.

Структура Караколь выделяется по горизонтам Па, Пар, Ш, IV, а также внутри айболинским горизонтам А11, А12 и представляет собой вытянутую с северо-запада на юго-восток цепочку структур, приуроченных к самому Главному Каратаускому разлому.

Тектоническое строение мезо-кайнозойских отложений рассматриваемого участка Арыскум характеризуют структурные карты по основным отражающим горизонтам:

I – кровля верхнего мела или подошва палеогена;

II – в верхнеальбских отложениях или подошва кызылкиинской свиты;

III – кровля валанжинских отложений или кровля верхненедаульской подсвиты;

IV – в валанжинских отложениях или кровля арыскумского горизонта;

V – подошва нижнемеловых отложений;

VI – подошва кумкольской свиты;

VII – подошва отложений тоарского яруса или подошва дощанской свиты.

Небольшие изометричные или брахиформные структуры прослеживаются вдоль зоны нарушения на уровне юрских отложений (кумкольский и карагансайский горизонты). По меловым отложениям им соответствуют приразломные структуры по всему разрезу, немного смещенные в плане на запад, в соответствии с наклоном нарушения.



Структура Караколь по III отражающему горизонту выделяется как вытянутая с СЗ на ЮВ брахиантиклиналь, параллельная ограничивающему ее на севере Каратаускому разлому, и в крайней юго-восточной части на границе контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» меняет свое простирание на субмеридиональное.

При этом центральный оперяющий разлом Каратауского правостороннего сдвига делить структуру на две части – северная часть по изогипсе - 1065 м имеет площадь 3 кв. км и состоит из более мелких сводов, которые имеют свои обособленные замыкания в районах пробуренных скважин К-2, КМ-7, К-1 и К-6.

Юго-восточная часть структуры Караколь по III отражающему горизонту по изогипсе - 1065 м имеет площадь около 4 кв. км, и имеет два свода. Северный из них замыкается по изогипсе -1055 м и имеет площадь около 1 кв. км и амплитуду 15 м, данный свод осложнен разрывным нарушением, вниз по разрезу выполаживается и не имеет ярко выраженных структурных характеристик по среднеюрским горизонтам. Южный свод данной части структуры Караколь в виде структурного носа протягивается субмеридионально на юг и имеет обособленное замыкание амплитудой около 5 м. Данное замыкание вниз по разрезу смещается слегка на восток.

По IV отражающему горизонту выделяется ограниченная с разных сторон поверхностью разрывных нарушений вытянутая антиклинальная складка Караколь: структура также имеет два свода, СЗ свод по изогипсе -1370 м имеет площадь 1,02 кв. км, амплитуду 80 м, ЮВ свод по изогипсе -1370 м имеет площадь 0,24 кв. км, амплитуду 10 м.

По кровле дощанского коллектора (J1-2ds) структура имеет общую замыкающую изогипсу -1750 м, представлена также двумя сводами – СЗ свод по изогипсе -1670 м имеет площадь 0,57 кв. км, амплитуду 20 м, ЮВ свод – по изогипсе - 1670 м, площадь – 0,06 кв. км, амплитуду 10 м.

Кулисообразные разломные нарушения на территории являются оперяющими сегментами основного Главного Каратауского разлома (ГКР), который в свою очередь является северной частью регионального Каратау-Таласо-Ферганского (КТФ) правостороннего сдвига. ГКР и связанные с ним перистые разломы являются доминирующим путем миграции нефти и газа. Разломы горизонтального сдвига в Арыскупском грабене проникли через все осадочные толщи и многократно реактивировались, в результате чего углеводороды из нефтяной кухни в грабене поднимались до структурных и литологических ловушек в различных горизонтах вдоль разлома.

На юго-восточной оконечности структуры Караколь в виде структурного носа оконтуривается небольшой обособленный свод, амплитудой порядка 10-15 м, который выделяется во всем диапазоне юрских отложений и не тронут разрывными нарушениями. Площадь свода составляет порядка 0,5 кв. км. Данный свод выделяется также по глубоким отложениям нижней юры, которые описывается картами по отражающим горизонтам А11 и А12 внутри айболинской свиты.

Айболинские отложения в пределах Арыкумского участка 3Д развиты локально только в самой юго-восточной части территории. По нижнему отражающему горизонту А12 они выделяются узкой полосой вдоль Каратауского разлома, возвышаясь в северо-западном направлении от -3700 м до -1500 м. В отличие от поверхности А12, верхняя пачка по отражающему горизонту А11 несколько расширяется в юго-западном направлении на юге участка. Глубины поверхности А11 варьируют от -1500 м до 2900 м.

### **Нефтеносность**

Арыкумский прогиб, в котором расположено месторождение Караколь, является частью Южно-Тургайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Тургайскую нефтегазоносную провинцию. Продуктивность месторождений Южно-Тургайской нефтегазоносной области доказана в отложениях палеозойской и мезозойской эратем, к ним относятся такие месторождения, как Кумколь, Коныс, Майбулак, Нуралы, Кызылкия, Кенлык, Карабулак и другие. На рассматриваемом месторождении нефтегазоносность установлена в юрских отложениях. Скважиной первооткрывательницей является поисковая скважина КМ-7, при опробовании которой в 2018 году из Ю-IV-2-2 горизонта был получен приток нефти и газа дебитами 42,7 м<sup>3</sup>/сут и 4,2 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно.

На месторождении Караколь выделяется 7 продуктивных горизонтов Ю-0-1, Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-4, Ю-IV-2-5, из которых Ю-0-1 стратиграфически отнесен к кровле акшабулакской свиты, Ю-III приурочен к кумкольской свите верхней юры, остальные принадлежат средне-нижнеюрским отложениям дощанской свиты. Все залежи, приуроченные к продуктивным горизонтам, по характеру насыщения являются нефтяными, кроме залежи, принадлежащей горизонту Ю-III, являющейся нефтегазовой.

По результатам интерпретации сейсмических данных 2016 года месторождение осложнено сеткой тектонических нарушений, которые выступают в качестве границы залежей в ряде продуктивных горизонтов. В работе авторами дополнительно было проведено нарушение F<sub>3</sub>, которое отчетливо прослеживается на сейсмическом профиле и подтверждается данными бурения скважины К-6. Вышеупомянутое нарушение делит площади продуктивности по всем горизонтам на 2 блока: I блок, в который попадают

скважины К-1, КМ-7 и К-2, и блок II, в пределах которого расположена скважина К-6. Поэтому каждый продуктивный горизонт содержит самостоятельные залежи в отдельных тектонических блоках. На 01.01.2022 г. новых скважин на месторождении пробурено не было.

### **Продуктивный горизонт Ю-0-1**

К горизонту приурочена нефтяная залежь. Водонасыщенные по ГИС коллектора выделены в скважинах К-1, К-2 и КМ-7. Скважиной К-6, находящейся за разломом, отделяющим ее от вышеперечисленных скважин, вскрыт нефтенасыщенный пласт-коллектор толщиной 1,7 м. Положение ВНК установлено на отметке -1060,5 м, что соответствует подошве нефтенасыщенного пласта в скважине К-6. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с юго-запада, размеры составляют 0,8\*0,3 км, высота – 1,7 м, площадь равна 108 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-III**

#### **Блок I**

Нефтяная залежь с газовой шапкой установлена по результатам интерпретации ГИС и данным опробования скважины КМ-7, в которой был получен приток нефти с газом дебитами 22,2 м<sup>3</sup>/сут и 10,1 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно в интервале 1518-1522 м (-1371,6-1375,6 м). Наличие залежи также подтвердилось освоением скважины К-2, где в интервале 1521,5-1530 м (-1375,3-1383,8 м) был получен приток нефти с газом общим дебитом 33,77 м<sup>3</sup>/сут, раздел газ-нефть отмечается на глубине -1358,5 м. В скважине КМ-7 подошва газонасыщенного по ГИС пласта заканчивается на отметке -1357,9 м, кровля нефтенасыщенного коллектора начинается с глубины -1358,5 м. ГНК принимается на отметке -1358,5 м.

Подошва нефтенасыщенного коллектора в скважине К-1 отмечается на глубине -1387,7 м. При этом раздел нефть-вода фиксируется на отметках -1389,2 м и -1390,4 м в скважинах КМ-7 и К-2 соответственно. ВНК принимается на отметке -1390 м.

На дату составления настоящего отчета, как уже было отмечено выше, новых скважин пробурено не было, однако, скважина К-1 была опробована на горизонт Ю-III. Результатом перфорации интервалов 1520,2-1522,5 м (-1368,6-1370,9 м), 1523,7-1525,5 м (-1372,1-1373,9 м), 1536-1539 м (-1384,4-1387,4 м) явилось получение притока нефти и газа дебитами 10,8 м<sup>3</sup>/сут и 9,4 тыс. м<sup>3</sup>/сут соответственно. По типу залежь является пластовой, сводовой, тектонически экранированной, с размерами 1,9\*0,8 км, высота газовой части достигает 55,5 м, нефтяной - 87 м. Площадь газоносности равна 551 тыс. м<sup>2</sup>. Площадь нефтеносности составляет 1243 тыс. м<sup>2</sup>.

## **Блок II**

В скважине К-6 нефтенасыщенные по ГИС коллекторы толщиной 1,7 м выделяются до отметки -1398,8 м, кровля водонасыщенного пласта начинается с глубины -1436,2 м. ВНК принимается по подошве нефтенасыщенного пласта на отметке -1398,8 м. Залежь пластовая, размеры составляют 1,3\*0,5 км, высота - 3,1 м, площадь равна 597 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-1**

#### **Блок I**

Залежь установлена по результатам опробования скважины КМ-7, где был получен приток нефти дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут с газом дебитом 5,5 тыс. м<sup>3</sup>/сут до отметки -1630,6 м.

По результатам интерпретации материалов промыслово-геофизических исследований залежь продуктивного горизонта Ю-IV-2-1 вскрыта и изучена всеми скважинами блока I и доказана опробованием в скважине КМ-7. В скважинах К-1, К-2, КМ-7 эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,7 м до 6 м. Водонасыщенные по ГИС пласты не выделены. Наиболее низкорасположенный нефтенасыщенный по ГИС коллектор фиксируется в скважине К-2 на отметке -1688,9 м, которая и принимается за условное положение водонефтяного контакта. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Размеры залежи 1,7\*0,8 км, высота равна 73,4 м. Площадь нефтеносности составляет 1124 тыс. м<sup>2</sup>.

#### **Блок II**

Водонефтяной контакт принимается по подошве продуктивного пласта в скважине К-6 на отметке -1698,8 м условно, так как водонасыщенные пласты не выделены и опробование не проводилось. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с севера, северо-запада и северо-востока, с размерами 1,7\*0,5 км, высотой порядка 13,7 м. Площадь нефтеносности составляет 806 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-2**

#### **Блок I**

Нефтяная залежь выделена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена опробованием. В скважине КМ-7 был получен приток нефти с газом в интервале 1888-1894 м (-1741,6-1747,6 м).

Скважина К-1 подтвердила продуктивность горизонта Ю-IV-2-2, когда при ее испытании был получен приток нефтеэмульсии, дебит которой составил 117,2 м<sup>3</sup>/сут, с технической водой дебитом 58,5 м<sup>3</sup>/сут. Подошвы нефтенасыщенных по ГИС пластов-коллекторов отбиваются на отметках -1753,5 м, -1755 м и -1765,2 м в скважинах К-2, К-1 и КМ-7 соответственно. Наиболее высокорасположенный водонасыщенный пласт фиксируется

на глубине -1767,1 м. ВНК для залежи блока I принимается на отметке -1765,2 м. По типу природного резервуара залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная с трех сторон. Размеры залежи составляют 1,9\*0,8 км. Высота равна 104,1 м. Площадь нефтеносности 1299 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Блок II**

По данным промыслово-геофизических исследований нефтенасыщенные пласты толщиной 20,6 м вскрыты скважиной К-6 до глубины -1790,7 м, при этом по результатам опробования в интервале 1897-1902 м (-1752,4-1757,4 м) был получен приток нефти дебитом 10,4 м<sup>3</sup>/сут. Следует отметить, что на 01.01.2022 г. по рассматриваемому горизонту в вышеназванной скважине К-6 была проведена дополнительная перфорация в интервале 1850,5-1864 м (-1705,9-1719,4 м), результатом которой явилось получение притока нефти дебитом 22,3 м<sup>3</sup>/сут.

Таким образом, ВНК для небольшой залежи в районе скважины К-6 условно принимается на отметке -1790,7 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная, с размерами порядка 2\*0,7 км, высотой – 84,7 м, площадь нефтеносности составляет 1501 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-3**

#### **Блок II**

К горизонту приурочена нефтяная залежь в районе скважины К-6 блока II. По каротажным материалам нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметки -1839,3 м, водонасыщенные пласты отсутствуют. При совместном опробовании с нижележащими горизонтами в интервалах 1943-1947 (-1789,4-1802,6 м), 1964,4-1978,4 м (-1819,8-1833,8 м) было получено 3,4 м<sup>3</sup> нефтеэмульсии и 87,5 м<sup>3</sup> технической воды. ВНК принимается условно на отметке -1839,3 м по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора. Залежь пластовая и тектонически экранированная. Размеры составляют 2\*0,6 км, высота равна 40,4 м. Площадь продуктивности составляет 999 тыс. м<sup>2</sup>. Из скважин, относящихся к блоку I, скважины К-1 и К-2 горизонт Ю-IV-2-3 не вскрывают, а в КМ-7 коллекторы по ГИС являются водонасыщенными.

### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-4**

В блоке I залежь не выделяется, так как в единственной скважине КМ-7, вскрывшей данный горизонт, коллекторы, выделенные по промыслово-геофизическим исследованиям, непродуктивны.

Нефтеносность горизонта установлена в блоке II. Залежь выделена на основании положительной характеристики материалов ГИС в скважине К-6, в которой

нефтенасыщенные пласты фиксируются до отметки -1883,5 м, которая условно и принимается за положение водонефтяного контакта.

Залежь пластовая и тектонически экранированная. Размеры залежи составляют 1,9\*0,5 км, высота достигает 22,7 м. Площадь нефтеносности составляет 838 тыс. м<sup>2</sup>.

### **Продуктивный горизонт Ю-IV-2-5**

Залежь в **I блоке** не выделяется, поскольку скважины К-1 и К-2 данный горизонт не вскрывают, а встреченный скважиной КМ-7 пласт-коллектор толщиной 1,7 м отнесен к водонасыщенному по ГИС.

Продуктивность небольшой залежи в **блоке II** установлена по результатам интерпретации ГИС и подтверждена совместным испытанием с вышележащим горизонтом Ю-IV-2-3 в скважине К-6, в которой было получено 3,4 м<sup>3</sup> нефтеэмульсии и 87,5 м<sup>3</sup> технической воды из интервалов 2084,6-2086,7 м (-1939,9-1942 м) и 2090-2094 м (-1945,3-1949,3 м). При этом характер насыщения выделенных по ГИС коллекторов определяется как нефтенасыщенный до глубины -1952,5 м. Ввиду отсутствия водонасыщенных пластов, положение ВНК принимается условно на отметке -1952,5 м. Залежь пластовая, тектонически экранированная с севера и северо-востока нарушением F<sub>1</sub> и с северо-запада нарушением F<sub>3</sub>. Размеры ее составляют 2,1\*0,5 км, высота - 46,5 м. Площадь нефтеносности составляет 1102 тыс. м<sup>2</sup>.

## **6.2 Свойства и состав нефти и газа**

По состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении Караколь было отобрано и изучено 8 проб пластовой нефти, 9 проб дегазированной нефти, 15 проб нефтяного газа как растворённого в нефти, так и поверхностных устьевых проб.

Исследованиями освещены продуктивные горизонты Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2.

По выделенному ранее продуктивному горизонту Ю-0-1 отборов и исследований проб флюидов не проводилось. Горизонт Ю-IV-2-4 также не освещён исследованиями.

### **6.2.1 Физико-химические свойства пластовой нефти**

Исследования глубинных проб были проведены в Департаменте аналитических исследований ТОО «КазНИГРИ», ТОО «Научный аналитический центр» и ТОО «Стратум КЭР». Исследование пластовой нефти в ТОО «КазНИГРИ» производилось в соответствии с СТ РК 2325-2013 «Методика исследования пластовой нефти с помощью жидкометаллического сплава» на оборудовании фирмы Ruska instrument corporation, Хьюстон, Техас, США. Данное оборудование предназначено для изучения

термодинамических свойств и фазового поведения пластовых флюидов с пределом измерения давления – 750 атм., температуры – плюс 200°С.

Исследование пластовой нефти в ТОО «НАЦ» проводилось на установке УИПН-400 производства России, в ТОО «Стратум КЭР» для исследования термодинамических процессов используется PVT-ячейка Fluid Eval G4, производства компании Vinci Technologies. Исследование проводится по внутренним стандартам, аналогичным ОСТу 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей».

По пробам пластовой нефти выполнены следующие виды исследования:

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

В результате проведения термодинамических исследований были определены основные свойства пластовой нефти: давление насыщения, газосодержание, объёмный коэффициент, вязкость и плотность пластовой нефти, усадка, коэффициенты сжимаемости и растворимости.

Все результаты исследований по состоянию изученности на 01.01.2022 г. представлены в таблице 6.2.1.1.

Приведённые значения газосодержания и объёмного коэффициента получены по данным однократного разгазирования.

I объект разработки (горизонт Ю-III) представлен исследованием 2-х проб пластовой нефти из скважин КМ-7 (интервал перфорации 1518-1522 м, дата отбора 14.05.2018 г.) и К-1 (интервалы перфорации 1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539 м, дата отбора 13.08.2021 г.). Проба пластовой нефти из скважины К-1, исследованной ТОО «Стратум КЭР», отбракована, поскольку отобрана в двухфазном состоянии. Чтобы растворить избыточный газ, давление эксперимента было увеличено до 37,92 МПа при  $P_{пл.}=15,68$  МПа, в результате

получены завышенные значения газосодержания, давления насыщения и объёмного коэффициента.

Значение газосодержания составляет 127,38 м<sup>3</sup>/т, давления насыщения – 5,59 МПа, объёмного коэффициента – 1,320 д.ед., плотности нефти в пластовых условиях – 0,660 г/см<sup>3</sup>, динамической вязкости – 0,70 мПа\*с.

По II объекту разработки (горизонт Ю-IV-2-2) было отобрано 5 глубинных проб: 2 из скважины КМ-7, 04.03.2018 г. из интервала 1888 - 1894 м, 12.04.2018 г. из интервала 1832 - 1849 м и 2 пробы из скважины К-1 от 14.08.2019 г., интервалы перфорации – 1831-1835,5; 1835-1841 м и от 13.12.2019 г. интервалы перфорации – 1813-1830,5; 1831-1834; 1835-1845 м, а также глубинная проба из скважины К-6 от 16.01.2020 г. интервал перфорации 1897-1902 м.

Результаты исследований пробы нефти, отобранной из интервала 1888 - 1894 м скважины КМ-7 признаны некачественными как не соответствующие первоначальным условиям. Проба отобрана на глубине 1350 м, что выше интервала перфорации более чем на 500 м, и исследовалась при термобарических условиях, замеренных на глубине отбора.

Таблица 6.2.1.1 – Месторождение Караколь. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2022 г.

Скважины	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Дата отбора	Пластовые условия		Пластовые условия, МПа	Газосодержание		Объемный коэффициент, д.ед.	Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость пластовой нефти, мПа*с	Усадка, %	Коэфф-т сжимаемости, 10 <sup>-4</sup> г/МПа (давл. нас.)	Коэфф-т растворимости газа, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> *МПа	Плотность газа при 20°С, кг/м <sup>3</sup>	Организация, проводившая исследования
				Давление, МПа	Температура, °С		М <sup>3</sup> /М <sup>3</sup>	М <sup>3</sup> /Т		Пластовой	Дегазир.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>I объект разработки (горизонт Ю-III)</b>																	
КМ-7	1518-1522	1518	14.05.2018	14,8	56,2	5,59	94,95	127,38	1,320	0,660	0,745	0,70	24,20	34,47	17,00	1,231	ТОО «КазНИГРИ»
К-1*	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	1518	13.08.2021	Рпл=15,68 МПа; Ри=37,92 МПа	129	20,65	244,78	305,17	2,020	0,535	0,802	0,15	50,49	664,00	11,85	1,117	ТОО «Стратум КЭР»
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>						<b>5,59</b>	<b>94,95</b>	<b>127,38</b>	<b>1,320</b>	<b>0,660</b>	<b>0,745</b>	<b>0,70</b>	<b>24,20</b>	<b>34,47</b>	<b>17,00</b>	<b>1,231</b>	-
<b>II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2)</b>																	
КМ-7	1832-1849	1750	12.04.2018	17,46	68,15	10,30	104,56	133,86	1,300	0,684	0,781	0,68	23,2	51,69	10,20	0,968	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7*	1888-1894	1350	04.03.2018	10,64	53	4,16	63,70	81,25	1,188	0,734	0,784	0,69	15,85	34,27	15,31	1,385	ТОО «КазНИГРИ»
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	1815	14.08.2019	18,3	66	7,16	112,13	141,05	1,418	0,721	0,795	3,26	29,50	-	15,66	1,581	ТОО «НАЦ»
К-1	1813-1830,5; 1831-1834; 1835-1845	1820	13.12.2019	17,34	66,33	7,70	94,02	117,01	1,402	0,732	0,787	2,96	28,68	-	12,21	1,716	ТОО «НАЦ»
К-6	1897-1902	1897	16.01.2020	18,14	65,81	9,20	115,50	148,26	1,255	0,679	0,778	2,89	20,35	-	12,55	1,541	ТОО «НАЦ»
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>						<b>8,59</b>	<b>106,55</b>	<b>135,05</b>	<b>1,344</b>	<b>0,704</b>	<b>0,785</b>	<b>2,45</b>	<b>25,43</b>	<b>51,69</b>	<b>12,65</b>	<b>1,452</b>	-
<b>Возвратный объект (горизонт Ю-IV-2-1)</b>																	
КМ-7	1772-1777	1765	28.04.2018	18,2	61,76	<b>9,71</b>	<b>138,66</b>	<b>182,93</b>	<b>1,365</b>	<b>0,673</b>	<b>0,758</b>	<b>0,31</b>	<b>26,74</b>	<b>39,34</b>	<b>14,28</b>	<b>1,159</b>	ТОО «КазНИГРИ»
<b>Примечание: * - отбракованная проба</b>																	

В среднем значение газосодержания составляет 135,05 м<sup>3</sup>/т, давления насыщения – 8,59 МПа, объемного коэффициента – 1,344 д.ед., плотности нефти в пластовых условиях – 0,704 г/см<sup>3</sup>, динамической вязкости – 2,45 мПа\*с.

Возвратный объект разработки (горизонт Ю-IV-2-1) представлен единичным исследованием пробы пластовой нефти из скважины КМ-7 (ИП – 1772 - 1777 м, дата отбора 28.04.2018 г.).

Значение газосодержания составляет 182,93 м<sup>3</sup>/т, давления насыщения – 9,71 МПа, объемного коэффициента – 1,365 д.ед., плотности нефти в пластовых условиях – 0,673 г/см<sup>3</sup>, динамической вязкости – 0,31 мПа\*с.

В таблице 6.2.1.2 приведены средние значения параметров пластовой нефти по объектам разработки по состоянию изученности на 01.01.2022 г.

**Таблица 6.2.1.2 - Месторождение Караколь. Средние значения параметров пластовой нефти по состоянию на 01.01.2022 г.**

Наименование параметров	Количество исследованных		Диапазон изменения	Средн. значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<b><i>I объект разработки (горизонт Ю-III)</i></b>				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	5,59
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	1	1	-	127,38
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	1	1	-	1,320
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,660
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	0,70
<b><i>II объект разработки (Ю-IV-2-2)</i></b>				
Давление насыщения, МПа	3	4	7,16-10,30	8,59
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	3	4	117,01-148,26	135,05
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	3	4	1,255-1,418	1,344
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	3	4	0,684-0,732	0,704
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	4	0,68-3,26	2,45
<b><i>Возвратный объект (Ю-IV-2-1)</i></b>				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	9,71
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	1	1	-	182,93
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	1	1	-	1,365
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,673
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	0,31

### **6.2.2 Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях**

Всего по состоянию на 01.01.2022 г. на месторождении было отобрано и изучено 9 устьевых проб дегазированной нефти из продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 и Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-5.

Все результаты исследований по состоянию изученности на 01.01.2022 г. представлены в таблице 6.2.2.1.

#### I объект разработки (горизонт Ю-III)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях описаны по

результатам исследования 2-х проб дегазированной нефти из скважин КМ-7 (интервал перфорации 1518-1522 м, дата отбора 14.05.2018 г.) и К-1 (интервалы перфорации 1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539 м, дата отбора 15.08.2021 г.).

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,7688 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 1,95 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 1,61 мм<sup>2</sup>/с, температура застывания нефти по результатам исследования – минус 2 °С. Массовое содержание общей серы составляет 0,04 %, высокомолекулярных парафинов – 9,97 %, смол силикогелевых – 3,34 %, асфальтенов – 0,05 %. Содержание сероводорода составляет 0,15 ppm, меркаптанов – 0,21 ppm. Температура начала кипения составляет 49 °С, объёмный выход фракций при температуре 200 °С – 50 %, при 300 °С – 73 %.

II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2) представлен исследованием 5 проб дегазированной нефти: 4 из скважины КМ-7(интервалы перфорации – 1832-1849; 1888-1894 м) и 1 проба из скважины К-1 (интервалы перфорации – 1831-1835,5; 1835-1841 м). При сравнении полученных параметров дегазированной нефти из скважины КМ-7, исследованной в ТОО «Мунайгазгеолсервис» и ТОО «КазНИГРИ» можно видеть большие расхождения в значениях массового содержания парафина 1,8 и 2,4 против 18,26 и 30,11 % масс., а также общей серы. Значения параметров, полученные в лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» сильно отличаются от средних по месторождению и отбракованы. Кроме того, по всем пробам наблюдается явное несоответствие между содержанием парафина и температурой застывания нефти. Свойства дегазированной нефти нуждаются в уточнении.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,7834 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 3,89 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 1,77 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,04 %, высокомолекулярных парафинов – 16,72 %, смол силикогелевых – 0,97 %, асфальтенов – 0,007 % . Содержание сероводорода составляет 0,21 ppm, меркаптанов – 0,108 ppm. Температура начала кипения составляет 47 °С, объёмный выход фракций при температуре 200 °С – 39 %, при 300 °С – 65 %.

Таблица 6.2.2.1 – Месторождение Караколь. Физико-химические свойства дегазированной нефти на 01.01.2022 г.

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с при						Содержание, % масс.							Содержание сероводорода, ppm	Содержание метил-, этилмеркаптанов, ppm	Зольность, % масс.
				10 °С	20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	100 °С	Общая сера	Парафинов	Асфальтены	Смолы силикагелевые	Метано-нафтеновые УВ	Ароматические УВ	Воды			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>I объект разработки (горизонт Ю-III)</b>																			
КМ-7	1518-1522	14.05.2018	0,7745	2,47	2,08	1,85	1,70	1,610	1,14	0,04	11,54	0,00	1,40	93,52	5,08	0,00	0,292	0,41	0,02
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	15.08.2021	0,7631	-	1,82	1,57	1,38	-	-	0,03	8,40	0,09	5,27	-	-	1,60	н/о	н/о	н/о
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>			<b>0,7688</b>	<b>2,47</b>	<b>1,95</b>	<b>1,71</b>	<b>1,54</b>	<b>1,61</b>	<b>1,14</b>	<b>0,04</b>	<b>9,97</b>	<b>0,045</b>	<b>3,335</b>	<b>93,52</b>	<b>5,08</b>	<b>0,8</b>	<b>0,15</b>	<b>0,21</b>	<b>0,01</b>
<b>II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2)</b>																			
КМ-7	1832-1849	12.04.2018	0,7800	6,68	2,75	2,29	1,99	1,76	1,29	0,03	18,26	0,00	1,03	92,74	6,23	0,00	0,165	0,00	0,02
КМ-7*	1832-1849	2018	0,7790	-	2,461	2,02	1,79	1,551	-	0,24*	1,80*	0,10	1,20	-	-	0,00	-	-	-
КМ-7	1888-1894	04.03.2018	0,7753	7,53	3,08	2,27	2,01	1,78	1,30	0,03	30,11*	0,00	0,91	90,90	8,19	0,00	0,471	0,324	0,02
КМ-7*	1888-1894	2018	0,7790	-	2,58	2,10	1,77	1,57	-	0,25*	2,40*	0,10	1,30	-	-	0,00	-	-	-
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	14.08.2019	0,795	-	5,83	4,57	4,02	-	-	0,05	15,18	0,02	-	24,118	7,44	10,21	0,00	0,00	0,001
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>			<b>0,7834</b>	<b>7,11</b>	<b>3,89</b>	<b>3,04</b>	<b>2,67</b>	<b>1,77</b>	<b>1,30</b>	<b>0,04</b>	<b>16,72</b>	<b>0,007</b>	<b>0,97</b>	<b>69,25</b>	<b>7,29</b>	<b>3,40</b>	<b>0,21</b>	<b>0,108</b>	<b>0,014</b>
<b>Возвратный объект (горизонт Ю-IV-2-1)</b>																			
КМ-7	1772-1777	28.04.2018	0,7441	1,35	1,22	1,12	1,06	0,98	0,72	0,01	0,44*	0,00	0,09	99,91	0,02	0,00	0,25	0,36	0,01
<b>Продуктивные горизонты Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-5</b>																			
К-6	1943-1947; 1964,4-1978,4; 2050-2055; 2084,6-2086,7; 2090-2094	30.10.2019	0,7880	-	3,22	2,65	2,25	-	-	0,05	16,36	1,34	-	14,66	7,68	0,70	0,00	0,007	0,049

Примечание: \* - отбракованные пробы, значения

Продолжение таблицы 6.2.2.1.

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дата отбора проб	Концентрация хлор. солей, мг/дм <sup>3</sup>	Содержание мех. примесей, мг/дм <sup>3</sup>	Молекулярная масса, г/моль	Кислотное число, мг КОН/г	Температура, °С		Выход фракций до температуры, % об.						Организация-исполнитель
							застывания	вспышки в з/г	Начало кипения, °С	100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С	
1	2	3	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
<b>I объект разработки (горизонт Ю-III)</b>															
КМ-7	1518-1522	14.05.2018	38,87	0,02	162	0,08	0	-10	61	11	35	50	62	74	ТОО «КазНИГРИ»
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	15.08.2021	164,54	0,05**	172	-	-4	ниже 0	36	18	38	51	-	72	ТОО «Стратум КЭР»
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>			<b>101,71</b>	<b>0,02</b>	<b>166,81</b>	<b>0,08</b>	<b>-2</b>	<b>-5</b>	<b>49</b>	<b>15</b>	<b>37</b>	<b>50</b>	<b>62</b>	<b>73</b>	
<b>II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2)</b>															
КМ-7	1832-1849	12.04.2018	12,96	0,01	172	0,028	9	-13	50	9	28	40	52	67	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7*	1832-1849	2018	-	0,06**	140	-	1	-9	50	15	32	45	57	70	ТОО «Мунайгазгеолсервис»
КМ-7	1888-1894	04.03.2018	41,27	0,0036	172	0,82	10	-18	43	9	25	36	50	70	ТОО «КазНИГРИ»
КМ-7*	1888-1894	2018	-	0,07**	140	-	4	4	55	9	24	36	48	62	ТОО «Мунайгазгеолсервис»
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	14.08.2019	392	0,33**	190,6	-	-6	18	-	-	-	41	-	59	ТОО «НАЦ»
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>			<b>148,7</b>	<b>0,01</b>	<b>178</b>	<b>0,42</b>	<b>4</b>	<b>-4</b>	<b>47</b>	<b>9</b>	<b>27</b>	<b>39</b>	<b>51</b>	<b>65</b>	
<b>Возвратный объект (горизонт Ю-IV-2-1)</b>															
КМ-7	1772-1777	28.04.2018	23,62	0,0044	127	0,22	-60*	-18	63	8	59	85	94	-	ТОО «КазНИГРИ»
<b>Продуктивные горизонты Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-5</b>															
К-6	1943-1947; 1964,4-1978,4; 2050-2055; 2084,6-2086,7; 2090-2094	30.10.2019	229,1	0,036**	199	-	-3	17	-	-	-	35	-	64	ТОО «НАЦ»

Примечание: \*\* - значение содержания мех. примесей в % масс.

Возвратный объект разработки (горизонт Ю-IV-2-1)

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях описаны по результатам исследования 1 пробы дегазированной нефти из скважины КМ-7 (интервал перфорации 1772-1777 м, дата отбора 28.04.2018 г.).

Низкое содержание парафинов и значение температуры застывания нефти по данной пробе вызывают сомнение и отбракованы. Плотность нефти при 20 °С составляет 0,7441 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 1,22 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 0,98 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,01 %, смол силикогелевых – 0,09 %, асфальтены отсутствуют. Содержание сероводорода составляет 0,249 ppm, меркаптанов – 0,361 ppm. Температура начала кипения составляет 63 °С, объёмный выход фракций при температуре 200 °С – 85 %, при 250 °С – 94 %.

Продуктивные горизонты Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-5

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях описаны по результатам исследования 1 пробы из скважины К-6 (интервалы перфорации – 1943-1947; 1964,4-1978,4; 2050-2055; 2084,6-2086,7; 2090-2094 м), отобранной 30.10.2019 г.

Плотность нефти при 20 °С составляет 0,7880 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при 20 °С – 3,22 мм<sup>2</sup>/с, при 40 °С – 2,25 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание общей серы составляет 0,05 %, высокомолекулярных парафинов – 16,36 %, асфальтенов – 1,34 %, смолы не определялись. Содержание меркаптанов составляет 0,007 ppm, сероводород отсутствует. Объёмный выход фракций при температуре 200 °С составляет 35 %, при 300 °С – 64 %.

Нефть месторождения Караколь является особо лёгкой, малосернистой, малосмолистой и высокопарафинистой. По пробам, исследованным в ТОО «КазНИГРИ», проводились исследования на содержание металлов. Результаты исследований представлены в таблице 6.2.2.2.

**Таблица 6.2.2.2 - Месторождение Караколь. Содержание металлов**

№ скв.	Интервал перфорации, м	Горизонт	Дата отбора	Массовое содержание, мг/дм <sup>3</sup>						
				Свинец	Цинк	Железо	Ванадий	Марганец	Никель	Медь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КМ-7	1518-1522	Ю-III	14.05.18	4,1	2,6	6,78	0,4	0,41	0,7	-
	1772-1777	Ю-IV-2-1	28.04.18	2,4	1,1	5,01	-	0,2	0,2	-
	1832-1849	Ю-IV-2-2	12.04.18	3,5	1,6	6,47	0,1	0,97	0,6	-
	1888-1894	Ю-IV-2-2	04.03.18	7,5	0,8	4,49	1,5	0,17	0,4	-

Содержание металлов в нефти не имеет промышленного значения.

Диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2022 г. приведены в таблице 6.2.2.3.

**Таблица 6.2.2.3 - Месторождение Караколь. Средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2022 г.**

Наименование параметров	Количество исслед-х проб		Диапазон изменения параметров	Среднее значение
	1	3		
<b>I объект разработки (горизонт Ю-III)</b>				
Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	2	2	0,7631-0,7745	0,7688
Вязкость кинем-я, мм <sup>2</sup> /с при 20 °C	2	2	1,82-2,08	1,95
50 °C	1	1	-	1,61
Температура застывания, °C	2	2	(-4)-0	-2
Сера общая, % масс.	2	2	0,03-0,04	0,04
Парафин, % масс.	2	2	8,40-11,54	9,97
Асфальтены, % масс.	2	2	0-0,09	0,05
Смолы, % масс.	2	2	1,40-5,27	3,34
Температура начала кипения, °C	2	2	36-61	49
Объемный выход фракций, %				
до 100°C	2	2	11-18	15
до 200°C	2	2	50-51	50
до 300°C	2	2	72-74	73
<b>II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2)</b>				
Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	2	3	0,7753-0,7950	0,7834
Вязкость кинем-я, мм <sup>2</sup> /с при 20 °C	2	3	2,75-5,83	3,89
50 °C	1	2	1,76-1,78	1,77
Температура застывания, °C	2	3	(-6)-10	4
Сера общая, % масс.	2	3	0,03-0,05	0,04
Парафин, % масс.	2	2	15,18-18,26	16,72
Асфальтены, % масс.	2	3	0,00-0,02	0,01
Смолы, % масс.	1	2	0,91-1,03	0,97
Температура начала кипения, °C	1	2	43-50	47
Объемный выход фракций, %				
до 100°C	1	2	-	9
до 200°C	2	3	36-41	39
до 300°C	2	3	59-70	65
<b>Возвратный объект (горизонт Ю-IV-2-1)</b>				
Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,7441
Вязкость кинем-я, мм <sup>2</sup> /с при 20 °C	1	1	-	1,22
50 °C	1	1	-	0,98
Температура застывания, °C	-	-	-	-
Сера общая, % масс.	1	1	-	0,01
Парафин, % масс.	-	-	-	-
Асфальтены, % масс.	1	1	-	0,0
Смолы, % масс.	1	1	-	0,09
Температура начала кипения, °C	1	1	-	63
Объемный выход фракций, %				
до 100°C	1	1	-	8
до 200°C	1	1	-	85
до 250°C	1	1	-	94
<b>Горизонты Ю-IV-2-3, Ю-IV-2-5</b>				
Плотность при 20°C, г/см <sup>3</sup>	1	1	-	0,7880
Вязкость кинем-я, мм <sup>2</sup> /с при 20 °C	1	1	-	3,22
40 °C	1	1	-	2,25
Температура застывания, °C	-	-	-	-

**Продолжение таблицы 6.2.2.3**

1	2	3	4	5
Сера общая, % масс.	1	1	-	0,05
Парафин, % масс.	1	1	-	16,36
Асфальтены, % масс.	1	1	-	1,34
Смолы, % масс.	-	-	-	-
Объемный выход фракций, %				
до 100°С	-	-	-	-
до 200°С	1	1	-	35
до 300°С	1	1	-	64

**6.2.3 Компонентный состав нефтяного газа**

Всего по состоянию на 01.01.2022 г. по месторождению Караколь рассматриваются 15 проб нефтяного газа как растворённого в нефти, так и поверхностных устьевых проб.

В данном разделе устьевые пробы нефтяного газа рассматриваются отдельно от проб, полученных в результате однократного разгазирования. По составу устьевые пробы отличаются от проб однократного разгазирования меньшим содержанием гомологов метана, газ менее «жирный». Состав зависит от способа сепарации пластовой нефти.

При выполнении эксперимента однократного разгазирования происходит более полное выделение газа из пластовой системы и, следовательно, этот газ наиболее полно характеризует содержание и соотношение газообразных компонентов.

Компонентный состав растворённого в нефти газа в данной работе рассматривается по результатам исследований проб газа из скважины К-1, КМ-7 продуктивных горизонтов Ю-III, Ю-IV-2-1 и Ю-IV-2-2.

Все результаты исследований по состоянию на 01.01.2022 г. представлены в таблице 6.2.3.1.

I объект разработки (горизонт Ю-III) представлен результатами исследований 2-х проб газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважины КМ-7, отобранной 14.05.2018 г. (ИП – 1518-1522 м) и скважины К-1 от 13.08.2021 г. (ИП – 1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539 м).

Нефтяной газ «высокожирный», содержание метана составляет 61,51 % мольн., этана – 10,90 % мольн., пропана – 13,13 % мольн., бутанов – 8,35 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов низкое: углекислого газа – 0,17 % мольн., азота – 1,32 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,174 кг/м<sup>3</sup>.

II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2) представлен результатами исследования 5 проб газа однократного разгазирования проб пластовой нефти из скважины КМ-1, К-6, К-7.

Таблица 6.2.3.1 - Месторождение Караколь. Компонентный состав растворенного газа по состоянию изученности на 01.01.2022 г.

№ скв.	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Дата отбора	Компонентный состав, % мольн.														Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Молярная масса, г/моль	Организация, проводившая исследования	
				Метан	Этан	Пропан	н-Бутан	н-Бутан	н-Пентан	н-Пентан	Гексан	Гептан	Октан <sub>н,в</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	20	21	22	
<b>Пробы газа однократного разгазирования</b>																					
<i>I объект разработки (горизонт Ю-III)</i>																					
КМ-7	1518-1522	1518	14.05.2018	56,27	11,44	16,99	3,88	6,35	1,05	0,69	0,99	0,59	0,11	0,00	0,18	1,47	-	1,231	29,21	ТОО «КазНИГРИ»	
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	1518	13.08.2021	66,76	10,36	9,27	2,20	4,28	1,52	1,49	0,90	1,80	0,10	0,00	0,16	1,17	-	1,117	26,95	ТОО «Стратум КЭР»	
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>				<b>61,51</b>	<b>10,90</b>	<b>13,13</b>	<b>3,04</b>	<b>5,31</b>	<b>1,28</b>	<b>1,09</b>	<b>0,95</b>	<b>1,20</b>	<b>0,11</b>	<b>0,00</b>	<b>0,17</b>	<b>1,32</b>	<b>-</b>	<b>1,174</b>	<b>28,08</b>		
<i>II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2)</i>																					
КМ-7	1832-1849	1750	12.04.2018	68,21	16,22	8,95	1,10	1,60	0,59	0,55	0,10	0,00	0,00	0,00	0,20	2,48	-	0,968	23,03	ТОО «КазНИГРИ»	
КМ-7	1888-1894	1350	04.03.2018	43,63	17,93	19,19	4,58	7,82	2,43	2,10	1,13	0,38	0,02	0,00	0,39	0,39	-	1,385	32,98	ТОО «КазНИГРИ»	
К-1*	1831-1835,5; 1835-1841	1815	14.08.2019	30,00	16,27	22,53	6,52	11,80	0,13	4,16	2,74	0,74	0,10	0,00	0,37	4,63	-	1,582	38,07	ТОО «НАЦ»	
К-1*	1813-1830,5; 1831-1834; 1835-1845	1820	13.12.2019	11,12	10,21	24,03	9,98	18,74	9,00	7,68	6,35	1,67	0,29	-	0,77	0,15	-	1,716	-	ТОО «НАЦ»	
К-6*	1897-1902	1897	16.01.2020	15,72	10,91	24,42	10,89	19,26	9,21	6,52	1,45	0,07	0,00	-	0,75	0,80	-	1,541	-	ТОО «НАЦ»	
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>				<b>55,92</b>	<b>17,08</b>	<b>14,07</b>	<b>2,84</b>	<b>4,71</b>	<b>1,51</b>	<b>1,33</b>	<b>0,62</b>	<b>0,19</b>	<b>0,01</b>	<b>0,00</b>	<b>0,30</b>	<b>1,44</b>	<b>-</b>	<b>1,177</b>	<b>28,01</b>		
<i>Возвратный объект (горизонт Ю-IV-2-1)</i>																					
КМ-7	1772-1777	1765	28.04.2018	<b>64,40</b>	<b>10,87</b>	<b>9,57</b>	<b>2,44</b>	<b>5,13</b>	<b>2,38</b>	<b>2,45</b>	<b>0,83</b>	<b>0,39</b>	<b>0,10</b>	<b>0,00</b>	<b>0,41</b>	<b>1,04</b>	<b>-</b>	<b>1,159</b>	<b>27,33</b>	ТОО «КазНИГРИ»	
<b>Устьевые пробы газа</b>																					
<i>I объект разработки (горизонт Ю-III)</i>																					
КМ-7	1518-1522	устье	14.05.2018	83,38	7,49	4,5	0,82	1,33	0,37	0,33	0,11		0,00	0,16	1,51	0,008	0,834	19,88	ТОО «КазНИГРИ»		
К-1	1520,2-1522,5; 1523,7-1525,2; 1536-1539	устье	15.08.2021	83,12	8,32	3,85	0,55	0,86	0,24	0,23	0,11	0,15	0,01	0,00	0,01	2,55	-	-	19,68	ТОО «Стратум КЭР»	
К-2	1521,5-1530	устье	09.01.2020	63,51	11,75	10,94	2,82	4,81	1,90	1,71	0,99	0,30	0,05	-	0,37	0,85	-	0,939	27,21	ТОО «НАЦ»	
<b>Среднее по горизонту Ю-III</b>				<b>76,67</b>	<b>9,19</b>	<b>6,43</b>	<b>1,40</b>	<b>2,34</b>	<b>0,84</b>	<b>0,76</b>	<b>0,57</b>		<b>0,00</b>	<b>0,18</b>	<b>1,63</b>	<b>0,01</b>	<b>0,89</b>	<b>22,26</b>			
<i>II объект разработки (горизонт Ю-IV-2-2)</i>																					
КМ-7	1832-1849	устье	12.04.2018	76,16	11,56	7,34	1,16	1,80	0,41	0,35	0,07	0,01	0,001	0,00	0,46	0,69	0,004	0,905	21,66	ТОО «КазНИГРИ»	
КМ-7	1888-1894	устье	04.03.2018	68,17	13,37	10,16	1,83	2,76	1,03	1,13	0,69	0,2	0,01	0,00	0	0,63	0,011	1,03	24,64	ТОО «КазНИГРИ»	
К-1	1831-1835,5; 1835-1841	устье	14.08.2019	50,62	16,98	15,43	3,19	4,61	1,32	0,94	0,43	0,02	0,005	-	0,32	6,14	-	1,183	28,46	ТОО «НАЦ»	
К-6	1897-1902	устье	09.01.2020	46,30	13,26	15,54	4,73	8,80	3,88	3,43	2,37	0,65	0,05	-	0,38	0,62	-	1,192	34,54	ТОО «НАЦ»	
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-2-2</b>				<b>60,31</b>	<b>13,79</b>	<b>12,12</b>	<b>2,73</b>	<b>4,49</b>	<b>1,66</b>	<b>1,46</b>	<b>0,89</b>	<b>0,22</b>	<b>0,02</b>	<b>0,00</b>	<b>0,29</b>	<b>2,02</b>	<b>0,01</b>	<b>1,078</b>	<b>27,33</b>		

В результате анализа полученных данных отбракованы составы газа однократного разгазирования из скважин К-1 от 14.08.2019 г. и 13.12.2019 г., а также К-6 от 16.01.2020 г., существенно отличающиеся от средних по горизонту.

Нефтяной газ «высокожирный», содержание метана составляет 55,92 % мольн., этана – 17,08 % мольн., пропана – 14,07 % мольн., бутанов – 7,55 % мольн. Содержание углеводородных компонентов низкое: углекислого газа – 0,30 % мольн., азота – 1,44 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,177 г/л.

Возвратный объект разработки (горизонт Ю-IV-2-1) представлен результатами исследования 1 пробы газа однократного разгазирования пробы пластовой нефти из скважины КМ-7, отобранной 28.04.2018 г. (ИП – 1772-1777 м).

Нефтяной газ «высокожирный», содержание метана составляет 64,40 % мольн., этана – 10,87 % мольн., пропана – 9,57 % мольн., бутанов – 7,56 % мольн. Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,41 % мольн., азота – 1,04 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа составляет 1,159 г/л.

В таблице 6.2.3.2 приведены усреднённые по горизонтам компонентные составы нефтяного газа.

**Таблица 6.2.3.2 - Месторождение Караколь. Усреднённые составы газа**

Тип газа 1	Однократного			Устьевой	
	2	3	4	5	6
Объект разработки	I	II	Возвратный	I	II
Продуктивный горизонт	Ю-III	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-1	Ю-III	Ю-IV-2-2
Количество исследований	2	2	1	3	4
Метан	61,51	55,92	64,40	76,67	60,31
Этан	10,90	17,08	10,87	9,19	13,79
Пропан	13,13	14,07	9,57	6,43	12,12
и-Бутан	3,04	2,84	2,44	1,40	2,73
н-Бутан	5,31	4,71	5,13	2,34	4,49
и-Пентан	1,28	1,51	2,38	0,84	1,66
н-Пентан	1,09	1,33	2,45	0,76	1,46
Гексан	0,95	0,62	0,83	0,57	0,89
Гептан	1,20	0,19	0,39	0,57	0,22
Октан <sub>чв</sub>	0,11	0,01	0,10	0,57	0,02
H <sub>2</sub> S	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CO <sub>2</sub>	0,17	0,30	0,41	0,18	0,29
N <sub>2</sub>	1,32	1,44	1,04	1,63	2,02
O <sub>2</sub>	-	-	-	0,01	0,01
Плотность, г/л	1,174	1,177	1,159	0,887	1,078
Молярная масса, г/моль	28,08	28,01	27,33	22,26	27,33

### **6.3 Оценка воздействия на недра**

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

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладает некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична. Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровнепезопродность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

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

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

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

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

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

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

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению

пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

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

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

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **высокая** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений.

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

#### **6.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр**

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

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

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных

колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- 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.

### **6.5 Рекомендации по изучению, контролю и оценки состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды)**

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

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

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

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

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

## **7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ 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 накопление (захоронение) различных типов отходов.

Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

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

В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314) отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

На подразделениях предприятия для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

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

установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

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.

Все образованные отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут храниться в контейнерах при температуре 0 °С и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток, согласно с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

## **7.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления**

### **7.1.1 Процедура управления отходами**

Учет и движение отходов производства и потребления на производственных объектах АО «Кристалл Менеджмент» в целом и на каждом отдельном его производственном участке регламентируются экологическими нормативными документами и положениями «Программы управления отходами на период пробной эксплуатации месторождения Северный Майбулак и Караколь АО «Кристалл Менеджмент» на 2022-2023 годы».

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются, размещаются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку.

Срок временного складирования отходов производства на территории месторождений АО «Кристалл Менеджмент» до 6 месяцев, согласно требованиям пункта 2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению» статьи 320 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Компания АО «Кристалл Менеджмент» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей отходов.

Система управления отходами в АО «Кристалл Менеджмент» заключается в следующем:

- отдельный сбор с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов;
- накопление и временное складирование отходов до целесообразного вывоза;
- складирование в маркированных контейнерах для каждого вида отходов и на специально оборудованных местах (с минимальной нагрузкой на окружающую среду);
- транспортировка с регистрацией движения всех отходов.

Образующиеся отходы разделяются:

- по агрегатному состоянию - твердые, жидкие, пастообразные и газообразные;
- по источникам образования - промышленные и бытовые;

Отходы в соответствии с Приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 6 августа 2021 года №314. «Классификатор отходов» подразделяются на уровни опасности отходов: опасными и неопасными.

В процессе деятельности АО «Кристалл Менеджмент» образуются следующие производственные и бытовые отходы:

***Нефтедержущие буровые отходы (шлам) и буровой раствор (Буровой шлам) - Код отхода – 01 05 05\*. Вид отхода – Опасный.***

Буровой шлам выбуренная порода, отделённая от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образующаяся на всех интервалах бурения. Буровой шлам по минеральному составу не токсичен, но, диспергируясь в среде бурового раствора, его частицы адсорбируют на своей поверхности токсичные вещества. Таким образом, наряду с выбуренной породой и нефтью буровой шлам содержит все химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора. Содержание химических реагентов в нем может достигать 15%.

Накапливаются и хранятся в специальных металлических контейнерах на площадках буровых установок. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Буровой раствор и прочие буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (Отработанный буровой раствор) - Код отхода – 01 05 06\*. Вид отхода – Опасный.***

Один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Отходы бурения после соответствующей очистки используется вторично. Твердая фаза вывозится на полигон. Буровые сточные воды следует подвергать очистке с целью повторного использования для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Показатели очистки буровых сточных вод должны отвечать требованиям ОСТ51-01-03-84, предъявляемым к производственным сточным водам. Специфика проводимых работ не предусматривает каких-либо очистных сооружений, за исключением метода отстаивания от механических твердых примесей.

Накапливается и хранится в специальных металлических контейнерах на площадках буровых установок. Передается специализированному предприятию на договорной основе.

***Отходы, не указанные иначе (Буровые сточные воды) - Код отхода – 01 05 99\*. Вид отхода – Опасный.***

По своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в БСВ, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Буровые сточные воды сгущаются в специальной емкости. Осветленный слив используется в обороте для приготовления буровых растворов. Сгущенный осадок с содержанием твердого около 30% сдается вместе с отработанным буровым раствором.

Буровые сточные воды накапливаются и хранятся в специальных металлических контейнерах на площадках буровых установок. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) - Код отхода – 15 02 02\*. Вид отхода – Опасный.***

Промасленная ветошь образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала при протирании загрязненных мазутом и маслами частей механизмов оборудования, автомобилей и спецтехники. Данный отход характеризуется как пожароопасный, не взрывоопасный. Промасленная ветошь не обладает реакционной способностью. Меры предосторожности при обращении с отходами: хранение в строго отведённых местах; соблюдение мер противопожарной безопасности; при возгорании применяют распыленную воду или пену.

Накапливаются и хранятся в специальных металлических контейнерах, размещенных в специально отведенных местах на промышленной площадке. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла) - Код отхода – 13 02 08\*. Вид отхода – Опасный.***

Отработанные масла образуются при ремонте оборудования и эксплуатации дизельных генераторов. Состав данного отхода следующий. Основная масса его представлена углеводородами - 97,95 %; механических примесей - 1,02 %; присадок -1,03% (ГОСТ 10541-78 Масла моторные универсальные и для автомобильных карбюраторных двигателей. А также отработанные масла образуются после истечения срока годности и в процессе эксплуатации находящегося на балансе предприятий автотранспорта, а также в процессе замены промышленных масел в металлообрабатывающем оборудовании. Территории мест сбора отработанных масел содержатся в чистоте. Они укомплектовываются противопожарным инвентарем, снабжаются надписью «Огнеопасно».

Собираются и хранятся в металлических емкостях (бочках, резервуарах) с плотно закрывающейся крышкой на специально оборудованной площадке, отдаленной от источников огня, с асфальтированным или бетонированным покрытием. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Масляные фильтры (Отработанные масляные фильтры) - Код отхода – 16 01 07\*. Вид отхода – Опасный.***

Масляные фильтры образуются при техническом обслуживании и эксплуатации автотранспорта, спецтехники, при ремонте оборудования и эксплуатации дизельных генераторов на месторождениях. Собираются и хранятся в специальных металлических контейнерах, размещенных в специально отведенных местах на промышленной площадке. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Донные шламы (Нефтешлам) - Код отхода – 05 01 03\*. Вид отхода – Опасный.***

Нефтяной шлам образуется при чистке скребка, фильтров перекачивающих нефть насосов и оборудования и при зачистке резервуаров. Данный отход характеризуется как пожароопасные, не взрывоопасные. Меры предосторожности при обращении с отходами: хранение в строго отведённых местах; соблюдение мер противопожарной безопасности; при возгорании применяют распыленную воду или пену.

Собираются и хранятся в специальных металлических емкостях, размещаемых на площадках с твердым покрытием. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Свинцовые аккумуляторы (Отработанные аккумуляторы) - Код отхода – 16 06 01\*. Вид отхода – Опасный.***

Образуются при техническом обслуживании и эксплуатации автотранспорта и спецтехники на месторождениях. Собирается в контейнеры для хранения аккумуляторов, размещаемые в специально отведенных местах на промплощадке. Срок временного хранения – 90 дней. Агрегатное состояние – твердое. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Отходы, сбор и размещение которых подчиняются особым требованиям в целях предотвращения заражения (Медицинские отходы) - Код отхода – 18 01 03\*. Вид отхода – Опасный.***

Медицинские отходы образуются при оказании экстренной помощи пострадавшим или в процессе лечения больных сотрудников вахтового поселка. Состоят из остатков лекарственных препаратов, грязных бинтов, разовых шприцев и т.д.

Хранятся в контейнере с плотно закрывающей крышкой для хранения медицинских отходов. По мере накопления вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

***Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы (Отработанные ртутьсодержащие лампы) - Код отхода – 20 01 21\*. Вид отхода – Опасный.***

Образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия. До передачи их на утилизацию, размещаются в заводской упаковке в специальном помещении (металлическом контейнере на 5 кг), срок временного хранения – 90 дней. Агрегатное состояние – твердое. По мере накопления, отработанные люминесцентные лампы передаются по договору в специализированное предприятие.

***Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Тара из-под химических реагентов) - Код отхода – 15 01 10\*. Вид отхода – Опасный.***

Отработанная тара представлена бочками, мешками из-под химических реагентов.

Собирается и хранится в специальных металлических емкостях. По мере накопления вывозится на утилизацию в специализированные предприятия.

***Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы (Коммунальные отходы)) - Код отхода – 20 03 01. Вид отхода – Неопасный.***

Твердо-бытовые отходы представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой, бытовым мусором, сметам из офисного помещения, производственных помещений и прилегающих к ним территорий и т.д. Включают пищевые отходы. Отходы характеризуются как пожароопасные, невзрывоопасные. Нетоксичны.

Собираются и хранятся в металлических или пластмассовых контейнерах по 1 м<sup>3</sup> каждый на специальной бетонированной площадке. Контейнеры плотно закрываются крышками и периодически обрабатываются для уничтожения возможных паразитов и болезнетворных организмов.

Срок временного хранения ТБО в контейнерах при температуре 0°С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток. Передаются на утилизацию сторонним организациям.

***Отходы сварки (Огарки сварочных электродов) - Код отхода – 12 01 13. Вид отхода – Неопасный.***

Огарки сварочных электродов образуются при ведении сварочных работ. Химический состав: Fe, токсичные компоненты отсутствуют.

Накапливаются и хранятся в специальных металлических контейнерах, размещенных в специально отведенных местах на промышленной площадке. Передается специализированному предприятию на договорной основе.

***Опилки и стружка черных металлов (Металлолом) - Код отхода – 12 01 01. Вид отхода – Неопасный.***

Металлолом, отходы металла, образовавшегося при монтаже, демонтаже буровой вышки, а также при ремонтных работах. Химический состав: Fe, токсичные компоненты отсутствуют. К этому виду отходов будут относиться обрезки балок, швеллеров, проволока. При сдаче во вторичное использование металлолом должен в обязательном порядке пройти радиометрический контроль на наличие радиационного фона, характерного для инструментов и материалов, задействованных при бурении и восстановлении скважин.

Пригодный металлолом отбирается для повторного использования. Для сбора мелкого непригодного металлолома там же устанавливаются контейнеры. Собираются на специально отведенной площадке временного хранения. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Отработанные шины - Код отхода – 16 01 03. Вид отхода – Неопасный.***

Образуются при эксплуатации автомобильной и специальной техники на контрактной территории. Собираются в складском помещении на специально отведенной площадке временного хранения. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

***Смешанные отходы строительства и сноса (Строительные отходы) - Код отхода – 17 09 04. Вид отхода – Неопасный.***

Образуется при разбивке бетонных изделий. Включают в себя обломки, куски и т.д. Собирается на отведенной площадке временного хранения. Отходы не токсичные, по мере накопления вывозятся на утилизацию в специализированные предприятия.

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Караколь контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» будут являться:

- Опилки и стружка черных металлов (Металлолом);
- Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь);
- Смешанные коммунальные отходы (ТБО).

***Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)*** – образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, хранение предусмотрено на специальной площадке, в отдельном контейнере, с последующей сдачей специализированной организации на договорной основе по мере накопления. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на

месторождении, ориентировочно составит – 1,0 тонна. (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).** - Образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. 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 ориентировочное количество ветоши, 0,05 т/год;

$M$  – норматив содержания в ветоши масел,  $M = 0,12 * M_0$ ;

$W$  – нормативное содержание в ветоши влаги,  $W = 0,15 * M_0$ ;

$$M = 0,12 * 0,05 = 0,006$$

$$W = 0,15 * 0,05 = 0,0075$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,05 + 0,006 + 0,0075 = \mathbf{0,0635 \text{ т/год.}}$$

**Смешанные коммунальные отходы (ТБО)** – образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия, собираются в специальные контейнеры, и по мере накопления вывозятся на утилизацию специализированной организацией на договорной основе. ТБО характеризуются следующими свойствами: твердые, нетоксичные, не растворимы в воде.

Количество образования ТБО определяется по формуле:

$$M = p * m * q;$$

где:  $p$  – норма накопления отходов на одного человека в год, - 1,06 м<sup>3</sup>/год;

$m$  – Ориентировочная численность персонала на месторождении - 15 человека;

$q$  – удельный вес ТБО,- 0,25 т/м<sup>3</sup>.

$$M = 1,06 * 15 * 0,25 = \mathbf{3,9750 \text{ т/год.}}$$

В таблице 7.1.2.3 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Караколь контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент».

**Таблица 7.1.2.3 – Ориентировочные лимиты накопления отходов на месторождении Караколь контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент»**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего:</b>	-	<b>5,0385</b>
в том числе отходов производства	-	<b>1,0635</b>
отходов потребления	-	<b>3,9750</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635
<b>Неопасные отходы</b>		
Опилки и стружка черных металлов (Металлолом)	-	1,0
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	3,9750
<b>Зеркальные</b>		
-	-	-

Более точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов АО «Кристалл Менеджмент» будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления на объектах АО «Кристалл Менеджмент»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

## 7.2 Программа управления отходами

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. В целях повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, с целью выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуре производства и потребления, разработана «Программа управления отходами на период пробной эксплуатации месторождения Северный Майбулак и Караколь АО «Кристалл Менеджмент» на 2022-2023 годы».

Программа разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан, приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 «Об утверждении Правил разработки программы управления отходами», а также практики в области обращения с отходами производства и потребления с учетом географических, природных и социально-экономических особенностей региона.

Основной целью программы является снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду и улучшение экологической обстановки на территории предприятия на основе комплексного системного подхода.

Основной задачей программы является соблюдение всех санитарных норм и правил, а также требований экологического законодательства на всех стадиях обращения с отходами, начиная с момента их образования и до их утилизации и размещения.

Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом возможности:

- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения;
- совершенствование производственных процессов, в том числе за счет внедрения малоотходных технологий;
- повторное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании.

Пути достижения вышеуказанной поставленной цели достигаются нижеследующими методами:

- Возможность постепенного сокращения объема достигается путем повторного использования, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании, в целях предотвращения вредного воздействия на окружающую среду, для дальнейшей переработки, обезвреживания и/или утилизации сторонним организациям на договорной основе, имеющим необходимые лицензии;
- Для сокращения объема отходов необходимо применение безотходных технологий, либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.
- После того, как рассмотрены все возможные варианты сокращения количества отходов, оцениваются мероприятия по регенерации и утилизации отходов, как на собственном предприятии, так и на сторонних предприятиях.
- Процесс возвращения отходов в процессы техногенеза. По договору сдаваемые отходы, такие как металлолом, отработанные люминесцентные лампы возвращаются в производственный цикл для производства той же продукции.

Этапы технологического цикла отходов включают в себя:

- образование;



- сбор или накопление;
- идентификация;
- сортировка (с обезвреживанием);
- паспортизация;
- упаковка (и маркировка);
- транспортировка;
- складирование;
- хранение;
- удаление.

Компания АО «Кристалл Менеджмент» не имеет собственных полигонов и хранилищ. Отходы производства и потребления, образующиеся во всех структурных подразделениях компании АО «Кристалл Менеджмент» вывозятся на утилизацию сторонними организациями на договорной основе. До вывоза по договорам образующиеся отходы временно накапливаются и хранятся на территории месторождения.

Согласно Экологического Кодекса Республики Казахстан места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации. На контрактной территории компании АО «Кристалл Менеджмент» сроки временного хранения отходов производства и потребления составляют менее 6 месяцев.

Данная система управлением отходами производства и потребления позволяет минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению. В целом на предприятии действует хорошо отлаженная система по организации сбора и удаления всех видов отходов. Эта система предусматривает планы сбора, хранения, транспортирования для утилизации и захоронения (ликвидации) отходов, согласно которым проводится регулярная инвентаризация, учет и контроль за хранением, состоянием и транспортировкой всех отходов производства и потребления.

Финансовые затраты на реализацию представленной программы и выполнение намеченных природоохранных мероприятий планируется осуществлять за счет собственных средств компании АО «Кристалл Менеджмент».

### **7.3 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления**

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. Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду. Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

- ✓ за объемом образования отходов;
- ✓ за транспортировкой отходов на месторождении;
- ✓ за временным хранением и отправкой на спецпредприятия отдельных видов отходов.

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. 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, почвенно-растительный 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 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 должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации 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) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

#### **7.4 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов**

Для уменьшения вредного воздействия отходов на окружающую среду и обеспечения полного соответствия мест их централизованного временного накопления (хранения) на территории предприятия необходимо соблюдение следующих организационно-технических мероприятий:

- 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.
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями.

Решающим фактором, обеспечивающим снижение негативного влияния на окружающую среду отходов, размещаемых на предприятии, является процесс их утилизации. Для снижения влияния образующихся отходов на состояние окружающей среды предлагаются следующие меры:

- проведение разграничения между отходами по физико-химическим свойствам, поскольку данная работа является важным моментом в программе мероприятий по их дальнейшей переработке и удалению;
- после накопления объемов рентабельных к вывозу отправить отходы на переработку либо утилизацию.

## **8. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

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

### **8.1 Акустическое воздействие**

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

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

Производственные работы при разработке нефтяных месторождений являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе бурового оборудования, компрессоров, насосов, транспорта и др. Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука. При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории. Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости,

звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Допустимые уровни звука согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) приведены в таблице 8.1.1.

**Таблица 8.1.1 – Допустимые уровни звука**

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, гЦ									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
В машинных помещениях технологического назначения и энергетическом отделении;	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
в помещениях технологического комплекса;	102	90	82	75	73	70	68	66	64	75
на посту бурильщика	98	86	78	72	68	65	63	61	59	70
Центральный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
Служебные помещения главный пост управления	91	78	69	63	58	55	52	50	49	60
радиорубка, рулевая, штурманские рубки	84	70	61	54	49	45	42	40	39	50
Административно-хозяйственные помещения, лаборатории	93	74	65	58	53	50	47	45	44	55
Пищеблок	95	82	74	67	63	60	58	56	54	65
помещения для занятий спортом;	96	88	74	68	68	60	57	55	54	65
кают-компании, столовые команды, клубы, красные уголки	89	75	66	59	54	50	47	45	44	55
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	82	67	57	49	44	40	37	35	33	45

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

## 8.2 Вибрация

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

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

бетонных фундаментах, не будут превышать допустимые нормы. Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает. Для снижения вибрации от технологического оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты рабочего персонала.

Допустимые уровни вибрации согласно Приложения 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» (Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года) представлены в таблице 8.2.1.

**Таблица 8.2.1 – 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

### 8.3 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 кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0кВ/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» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 года) приведены в таблице 8.3.1.

**Таблица 8.3.1 - 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)

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазопромысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования

при работе с оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

#### 8.4 Тепловое излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиваться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м<sup>2</sup>. Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 8.4.1.

**Таблица 8.4.1 - Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн**

Области инфракрасного излучения	Длина волны, нм	Допустимая плотность потока энергии, Вт/м <sup>2</sup>
А	760...1500	100
В	1500...3000	120
С	3000...4500	150
	4500...10000	120

#### 8.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

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(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение *шумового воздействия* осуществляется следующими способами:

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

*Вибрационная безопасность* труда должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;

- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

*Уровни электромагнитных полей* на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения. Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью  $\leq 30 \%$ .

Способами защиты от *инфракрасных излучений* являются: теплоизоляция горячих поверхностей, охлаждение теплоизлучающих поверхностей, удаление рабочего от источника теплового излучения (автоматизация и механизация производственных процессов, дистанционное управление), применение аэрации, воздушного душирования, экранирование источников излучения; применение кабин или поверхностей с радиационным охлаждением; использование СИЗ, в качестве которых применяются: спецодежда из хлопчатобумажной ткани с огнестойкой пропиткой; спецобувь для защиты от повышенных температур, защитные очки со стеклами-светофильтрами из желто-зеленого или синего стекла; рукавицы; защитные каски. Интенсивность интегрального инфракрасного излучения измеряют актинометрами, а спектральную интенсивность излучения - инфракрасными спектрометрами, такими как, ИКС-10, ИКС-12, ИКС-14 и др.

В целом же воздействие физических факторов 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 – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

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

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

### **8.6 Радиационная безопасность**

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

- ❖ исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- ❖ не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- ❖ снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения в период разработки месторождения могут быть:

- технологическое оборудование;
- эксплуатационные скважины;
- участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях;
- места хранения отходов бурения.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении должно проводиться радиационно-дозиметрическое обследование скважин, технологического оборудования и производственной территории. Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала эксплуатации месторождения.

В рамках Программы производственного мониторинга, контроль радиационного загрязнения 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.).

#### **8.6.1 Характеристика радиационной обстановки**

Для оценки радиационной ситуации на месторождении Караколь контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 1 квартале 2022 года специалистами ТОО «ОрдаЭкоМониторинг». Дозиметрический контроль был произведен прибором дозиметр ДКС-96 П №507.

В процессе проведения радиоэкологического контроля в 1 квартале 2022 года, была обследована граница санитарно-защитной зоны в 4-х точках (север, запад, юг, восток).

Результаты радиометрических исследований на границе санитарно-защитной зоны месторождения Караколь за 1 квартал 2022 года представлены в таблице 8.6.1.1.

**Таблица 8.6.1.1 - Результаты радиометрических исследований**

<b>Место замера, № контрольной точки</b>	<b>Фактическое значение, мкЗв/час</b>	<b>Норма по НД</b>
Граница СЗЗ. м/р Караколь. Северная часть.	0,14	<b>0,3</b>
Граница СЗЗ. м/р Караколь. Западная часть.	0,17	<b>0,3</b>
Граница СЗЗ. м/р Караколь. Южная часть.	0,13	<b>0,3</b>
Граница СЗЗ. м/р Караколь. Восточная часть.	0,17	<b>0,3</b>

Таким образом, анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации позволяет сделать вывод, что результаты радиометрических исследований не превышают установленных нормативов, территория производственной деятельности компании в целом не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и населения.

## 9. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

### 9.1 Характеристика почвенного покрова

Месторождение расположено согласно природно-сельскохозяйственному районированию земельного фонда Казахстана в Арало-Балхашской провинции пустынной зоны. На территории района происходит резкая смена зимних и летних режимов погоды. В это время наиболее активно проявляется ветровая деятельность, под воздействием которой развиваются процессы дефляции почв. Рельеф представлен слабоволнистой равниной с отдельными всхолмлениями и частыми замкнутыми понижениями (западинами). Абсолютные отметки местности составляют 100-180 м над уровнем моря.

Общей чертой почвообразующих пород является их карбонатность и присутствие различных воднорастворимых солей. По устройству поверхности территория относится к мел-палеогеновому плато Сарылан, представляющим собой южную окраину Центрально-Казахстанской складчатой страны. Рельеф представлен полого-увалистой равниной с отдельными всхолмлениями, размытыми третичными останцами, частыми замкнутыми понижениями (западинами) и циркообразными соровыми впадинами.

Растительность пустынь изрежена и продуцирует наибольшее количество органического вещества, под воздействием высоких температур быстро минерализуемого, что приводит к формированию низкогумусированных почв. Зональным подтипом на характеризуемой территории являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв, встречаются по выровненным высоким поверхностям равнины. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из нормальных (зональных) пустынных почв, часто в комплексах с солончаками. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты соровыми солончаками. Соры, как правило, обрамляются солончаками типичными в комплексе с полугидроморфными солончаками. Таким образом, почвенный покров территории месторождения отличается значительной пространственной изменчивостью и многообразием. Эти почвы используются в качестве низкопродуктивных пастбищных угодий.

Анализ фондовых материалов, опубликованных источников позволяет на рассматриваемой территории выделить следующие генетические типы почв:

- Серо-бурые обычные средне- и легкосуглинистые;
- Серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые;
- Серо-бурые малоразвитые щебенистые суглинистые;

- Солонцы бурые средние суглинистые;
- Такыры засоленные суглинистые;
- Солончаки соровые суглинистые.

Каждый из этих типов почв развивается в определенных для них условиях почвообразования и подразделяются на подтипы, роды, виды и разновидности.

#### ***Серо-бурые обычные средне - легкосуглинистые почвы***

Формируется серо-бурые почвы на карбонатных суглинистых, реже супесчаных и песчаных почвообразующих породах, отличающихся преобладанием мелкопесчаных и крупно-пылеватых частиц. В составе растительности доминируют полынно-боялычевые группировки с участием эфемеров и эфемероидов.

Профиль серо-бурых почв хорошо дифференцирован на генетические горизонты. Сверху почвы имеют сильно пористую очень сухую хрупкую корочку серого цвета толщиной 1-2 см. Ниже залегает аккумулятивный горизонт буровато-серого цвета комковато-пороховатой структуры, слабо уплотнен или почти рыхлый, пронизан корнями растений, мощностью 10-15 см. Глубже заметный переход в иллювиальный горизонт серовато-бурого или коричневатого цвета с комковатой структурой, более плотный. Корней меньше. В поверхностном горизонте водно-растворимых солей практически нет (0,070-0,083%). На глубине 30-35 см. появляются пятна карбонатов желтовато-белесого цвета и кристаллический гипс, отдельные конкреции и жилки которого появляются с 40-50 см, количество которого достигает максимума на глубине 1 м (15-20%). Повышенное содержание гипса обусловлено химическим составом почвообразующих пород. Данные водной вытяжки показывают явное преобладание сульфатов кальция, которое увеличивается с глубиной. Обычно верхний слой 10-15 см, иногда 40-50 см, несколько промыт от водно-растворимых солей.

Гумуса серо-бурые суглинистые почвы содержат очень мало, около 0,3% с постепенным убыванием с глубиной. В составе гумуса преобладают фульвокислоты, причем все они представлены в виде связанных с кальцием соединений. Азота в верхних горизонтах содержится около 0,02-0,03%. Обеспеченность валовым фосфором и подвижными фосфатами средняя, обменного калия в почвах много. Количество углекислоты карбонатов невысокое, 1,7-3,4%. Реакция водной суспензии щелочная рН составляет 7,7-8,2.

Емкость поглощения достигает 16,0-17,6 мг-экв на 100 г почвы, в составе поглощенных катионов доминирует кальций (80-90%), на долю натрия приходится менее 1%. В иллювиальном горизонте проявляется некоторая солонцеватость.

По механическому составу поверхностного горизонта выделены среднесуглинистые и легкосуглинистые разновидности серо-бурых обычных почв. В составе гранулометрических фракций преобладают песчаные фракции, причем значительная доля среди них падает на мелкий песок.

#### ***Серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые почвы***

Приурочены к плоским понижениям на волнистой равнине, где они формируются под изреженной полынно-боялычево-солянковой растительностью.

Характерной особенностью этих почв является повышенное содержание в почвенно-поглощительном комплексе поглощенного натрия, который оказывает диспергирующее воздействие на почвенные коллоиды и придает почве свойства, характерные для солонцеватых почв - сильное уплотнение, ореховатую, глыбистую или крупно-комковатую структуру. Серо-бурые солонцеватые почвы характеризуются более четкой дифференциацией профиля на генетические горизонты, среди которых ярко выделяются темно-бурой окраской иллювиальный солонцеватый горизонт.

По физико-химическим свойствам солонцеватые почвы, имея много общего с обычными, несколько отличаются от последних по ряду показателей. В поверхностном горизонте содержится 0,4% гумуса. В солонцовом горизонте его количество несколько снижается. Содержание общего азота в целом коррелирует с общими запасами органического вещества (0,035%). Обеспеченность фосфором и калием средняя, реже высокая.

Реакция почвенного раствора обычная для серо-бурых почв - щелочная (рН 8,1), несколько усиливающаяся в солонцеватом горизонте. Почвы карбонатные по всему профилю с максимумом их ниже солонцеватого горизонта.

Сумма поглощенных оснований у бурых солонцеватых почв низкая, 14,4 мг-экв на 100 г. в поверхностном горизонте. Поглощающий комплекс представлены преимущественно катионами кальция, наряду с ним активную роль играет и обменный натрий. В солонцеватом горизонте его количество составляет 4-7 % от суммы поглощенных оснований. Для бурых солонцеватых почв характерно залегание горизонта, содержащего легкорастворимые соли, в слое 30-80 см, т.е. они солончаковатые.

В распределении гранулометрических фракций по вертикальному профилю у солонцеватых почв наблюдается четкая дифференциация, связанная с их солонцеватой природой. В профиле почв происходит перераспределение тонкодисперсных частиц с накоплением их в солонцеватом горизонте. Здесь количество илистых частиц и физической глины достигает своего максимума, что является также подтверждением солонцеватости

этих почв. По механическому составу поверхностных горизонтов выделяются серо-бурые солонцеватые средне- и легкосуглинистые почвы. В составе механических фракций преобладают мелкопесчаные частицы. По почвенному профилю отмечаются и более тяжелые по гранулометрическому составу грунты – тяжелые суглинки и глины. В профиле почв, примыкающих к останцам и хребтам третичного плато, отмечается присутствие щебнисто-галечниковых включений.

**Серо-бурые малоразвитые щебнистые суглинистые почвы** крутых склонов встречаются на обнажениях третично-мелового плато, отдельных хребтов и останцев. Это маломощные почвы, подверженные процессам эрозии с выходами на дневную поверхность больших скоплений гипса, щебня, мелкой гальки. Мелкозем здесь представлен пестроцветными тяжелыми суглинками и глинами. Почвы формируются под изреженной полынно-боялычевой растительностью на относительно легких третичных и меловых отложениях, их элювии и делювии. На поверхности встречаются галька и крупные прозрачные кварцевые песчинки размером до 2 мм. Гравий и щебень отмечается по всему почвенному профилю, особенно много его на глубине 0,8-1,0 м. Почвы карбонатные, вскипание от раствора соляной кислоты сильное с поверхности и по всему профилю. Морфологическое строение почв следующее:

A1 0-9 см. Буровато-серый, суглинистый, сухой, хрящевато-щебнистый, бесструктурный, редкие корешки растений, переход постепенный.

В 9-28 см. Бурый с серым оттенком, суглинистый, сухой, бесструктурный, единичные корешки, много хряща и щебня, желтовато-белесых мелких кристалликов гипса, переход ясный. Гумусовые горизонты A+B имеют мощность 20-30 см.

С 28-50 см. Хрящевато-щебнистые гипсоносные отложения с суглинистым красно-бурым заполнителем, постепенно переходящие в коренные подстилающие породы. Малоразвитые серо-бурые почвы характеризуются слабой гумусированностью, низкими запасами элементов питания.

**Солонцы бурые средние суглинистые** широко распространены на территории месторождения. Сформированы на близких выходах третичных засоленных и гипсоносных глин под изреженной растительностью, представленной различными солянками с участием биюргуном, и полынью черной. Почвообразующие породы засолены, имеют глинистый или суглинистый гранулометрический состав с преобладанием иловатых частиц, часто они скелетные (включения щебня, гальки). По глубине залегания грунтовых вод (более 3м.) описываемые солонцы относятся группе автоморфных. Характеризуются повышенным содержанием в почвенно-поглолительном комплексе катионов натрия, засолением

почвенного профиля на глубине 20-60 см водно-растворимыми солями. Почвенный профиль солонцов сложен различными мелко-песчанистыми суглинками, хорошо дифференцирован на горизонты, четко выражен солонцовый горизонт. От раствора соляной кислоты вскипает сильно с поверхности и по всему профилю. Особенностью почв характеризуемой территории является их скелетность, то есть наличие в почвенном профиле частиц хряща, щебня и гальки. С поверхности выделяется плотная корочка мощностью 2-3 см, разбитая на полигональные отдельности. Гумусовый горизонт А имеет мощность 8-15 см, палево-серый цвет, чешуйчато-слоеватую структуру. Под ним залегает плотный солонцовый горизонт В мощностью 12-15 см, бурого цвета, плотный, глыбистый или ореховато-глыбистой структуры. Переходный к почвообразующей породе горизонт ВС мощностью 25-40 см, карбонатный, непрочно-комковатой структуры, засолен, уплотнен средне- или сильно. Переход к почвообразующим породам постепенный. Почвообразующие породы (горизонт С) красно-бурого цвета, глинистого или тяжелосуглинистого гранулометрического состава, засолены, часто гипсоносные, плотные, крупно-комковато-глыбистые. Содержание гумуса в надсолонцовом горизонте А составляет 0,3-1,2%, в горизонте В1 незначительно падает. Валового азота также очень мало – 0,03-0,09%. Обеспеченность валовым фосфором средняя, подвижными фосфатами и калием – низкая и средняя. Емкость поглощения чаще всего составляет 15-18 мг-экв. на 100 г почвы. Содержание поглощенного натрия достигает 30-50 % от емкости, т.е. характеризуемые солонцы многонатриевые. Количество карбонатов в поверхностном горизонте низкое – 0,7-2,3%, вниз по профилю их количество возрастает. Реакция водной суспензии щелочная, рН равен 7,9-8,4. Содержание водно-растворимых солей в поверхностных горизонтах невысокое, резко возрастает на глубине 15-30 см. В иллювиальном горизонте характерно повышение щелочности.

#### ***Такыры засоленные суглинистые.***

Среди серо-бурых почв небольшими пятнами встречаются своеобразные такыры.

Такыры занимают депрессии волнистой равнины, окруженной третично-меловыми возвышениями. Данные депрессии выполнены пролювиально-делювиальными отложениями красновато-бурого цвета. Поверхность такыров лишена растительности, лишь изредка встречаются единичные кусты солянок. На поверхности и по всему профилю встречается галька. По профилю слагающие материалы не отличаются строгой отсортированностью. Лишь верхняя корка имеет слоистое сложение. В отличие от обычных такыров древних дельт, рассматриваемые такыры имеют менее прочную корочку мощностью 3-5 см со слабой пористостью обычно кирпично-красного цвета. По профилю встречается гравий и крупные песчинки, мелкая галька. Материалы генетических слоев не отсортированы. Содержание

перегноя менее 1%. С глубины 15-20 см. резко повышается содержание водно-растворимых солей, придавая этим почвам солончаковатость. В составе солей преобладают сульфаты кальция. Такыры для использования в сельском хозяйстве не пригодны.

Морфологическое описание профиля:

Ао 0-3 см красно-бурая, суглинистая, сухая, плотная, тонкопористая, полигональная корочка с трещинами, переход резкий.

А 3-20 см серо-бурый, суглинистый, свежий, уплотнен, пороховато-комковатый, признаки ожелезнения, единичные корешки, включения мелкой гальки, переход постепенный.

Вс 20-42 см красновато-бурый, тяжелосуглинистый, влажный, плотный, вязкий, глыбистый, засолен, точки окиси и закиси железа, мелкая галька, переход ясный.

С 42-60 см красно-бурый, песчано-глинистый, влажный, уплотнен, вязкий, бесструктурный, с пятнами карбонатов, обилие солей, много мелкой гальки.

Содержание гумуса в горизонтах А и В невелико, не превышает 1%. Обеспеченность калием и фосфором низкая. Реакция почвенного раствора щелочная (рН 7,0-8,5).

Преобладающий тип засоления сульфатно- (хлоридно-) содово-натриевый. По глубине и степени засоления такыры относятся к среднесолончаковатым.

Поверхностные горизонты как правило сложены суглинками. В почвенном профиле преобладают грунты тяжелого гранулометрического состава – глины и тяжелые суглинки. В составе фракций доминируют иловатые частицы. Изредка в профиле отмечаются прослойки супесей и легких суглинков.

*Солончаки соровые суглинистые* на территории месторождения встречаются крайне редко. Приурочены к замкнутым плоским понижениям волнистой равнины.

Поверхность солончаков рыхлая, лишенная растительности, с тонкой солевой корочкой. Профиль практически не дифференцирован на генетические горизонты, представлен средними и тяжелыми суглинками с преобладанием во фракционном составе крупно-пылеватых частиц. В поверхностном слое сумма солей составляет 1-2%, достигая своего максимума в иллювиальном горизонте 3-4%. Доминируют ионы сульфатов и натрия.

Морфологическое описание профиля солончака сорового:

А 0-12 см желто-бурый, среднесуглинистый, влажный, бесструктурный, уплотнен, тонкопористый, вскипает от соляной кислоты слабо, обильные скопления, точки и прожилки солей, ржавые пятна окиси железа, переход постепенный.

С 12-40 см белесовато-палево-бурый, тяжелосуглинистый, влажный, бесструктурный, тонкопористый, сильно окаربоначен, вскипает бурно, много ржавых и сизых точек и

скоплений окиси и закиси железа, обилие точек и прожилок солей. Содержание гумуса низкое – менее 1%, соответственно очень мало и валового азота. Обеспеченность минеральными элементами питания также низкая. Реакция почвенного раствора щелочная. По механическому составу поверхностных горизонтов выделяются суглинистые разновидности солончаков, в составе фракций преобладают мелкопесчаные частицы.

## 9.2 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.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» месторождения Караколь использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 1 квартале 2022 года специалистами ТОО «ОрдаЭкоМониторинг».

Мониторинг почвенного покрова проводился с целью получения информации о концентрациях загрязняющих веществ в почве на контрактной территории.

Мониторинг почвенного покрова проводился по сторонам света на границе санитарно-защитной зоны. В отобранных образцах определялись следующие ингредиенты: свинец, кадмий, медь, цинк и нефтепродукты.

Результаты химических анализов почвенных проб, проведенных в 1 квартале 2022 года представлены в таблице 9.2.1.

**Таблица 9.2.1.1 – Концентрации загрязняющих веществ в почве на контрактной территории АО «Кристалл Менеджмент» месторождения Караколь в 1-ом квартале 2022 года.**

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/кг	Норма ПДК мг/кг
Объединенная проба на границе СЗЗ, север, восток, запад, юг.	Медь	0,00	-
	Цинк	0,00	-
	Свинец	0,0011	<b>32,0</b>
	Кадмий	0,00	-
	Нефтепродукты	0,002	-

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв в 1 квартале 2022 года, концентрации тяжелых металлов и нефтепродуктов в пробах почв незначительно и не превышают установленных предельно допустимых концентраций (ПДК).

### 9.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров

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

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

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

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

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

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

окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

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

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

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

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

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и 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 работ на почвенный покров 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 – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 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.

#### **9.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов**

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами и тяжелыми металлами почв происходит очень медленно. Скорость самоочищения составляет десятки лет. Проектами должны предусматриваться установление решений, сводящих к минимуму воздействие на почвенно-растительный комплекс.

Поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

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

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

С целью снижения негативного воздействия, 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 (строительство скважин, установка технологического оборудования).

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель» (№346 от 17.04.2015 года) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

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

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

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

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

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов –

отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании.

Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда. Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

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

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

#### **9.5 Предложения по организации мониторинга почвенного покрова**

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Мониторинг 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 почво-грунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного мониторинга...».

В настоящее время на территории месторождения Караколь ведется мониторинг почвенного покрова.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на территории месторождения Караколь охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова рекомендуется продолжить исследование состояния почв в существующем режиме.

## 10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

### 10.1 Характеристика растительного покрова

По ботанико-географическому районированию территория месторождения относится к Азиатской пустынной области, Ирано-туранской подобласти, Северотуранской провинции, полосе настоящих (средних) пустынь с преобладанием многолетнесолянковой и полукустарничковой растительностью. Пустынные черты растительности проявляются в абсолютном преобладании ксерофитных полукустарничков и кустарничков. Флора рассматриваемой территории ориентировочно включает около 180 видов высших растений представлена жизненными формами кустарников, полукустарничков, травянистых однолетников и многолетников, эфемеров и эфемероидов. Анализ флористического состава показывает, что преобладающими семействами на данной территории следует считать Chenopodiaceae, Asteraceae, Brassicaceae, Poaceae, Fabaceae. На их долю приходится более 2/3 всего видового состава. В местах дополнительного увлажнения встречаются фрагменты луговой растительности, представленной видами семейств Poaceae, Fabaceae.

Территория характеризуется широким набором экологических условий, обусловленных различиями мезо- и микрорельефа, засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения.

Существенной чертой растительного покрова территории является комплексность, которая развивается под влиянием ряда факторов: микрорельефа, различий в засоленности почвообразующих пород, условий увлажнения и жизнедеятельности самих растений.

Ландшафтное значение в структуре растительного покрова территории имеют виды родов полыней (*Artemisia*), солянок (*Salsola*), ежовника (*Anabasis*), тасбиюргуна (*Nanophyton*). На незасоленных или слабозасоленных почвах хорошо представлена синюзия эфемеров и эфемероидов.

Наибольшее распространение в районе получили боялычники (*Salsola arbusculiformis*), образующие как монодоминантные сообщества, так и сообщества с полынями (*Artemisia turanica*, *A. terrae-albae*), кейреуком (*Salsola orientalis*) на серо-бурых нормальных и малоразвитых почвах, бюргуном (*Anabasis salsa*) на солонцах и псаммофитными видами на песках.

Формация бюргуна (*Anabasis salsa*) так же обладает широкой экологической амплитудой и распространена повсеместно по склонам чинков и делювиально-

пролювиальным равнинам на солонцах пустынных, солончаках, серо-бурых эродированных и такыровидных почвах. По водораздельным поверхностям биюргунники имеют подчиненное значение и приурочены к пониженным формам рельефа на солонцах пустынных.

Полынные на территории представлены широко. Сообщества, образованные полынью туранской (*Artemisia turanica*) доминируют главным образом на аридно-денудационных плато и водораздельных поверхностях и, несколько меньше, делювиально-пролювиальных равнинах с серо-бурыми суглинистыми солонцеватыми почвами. Сообщества полыни белоземельной (*Artemisia terrae-albae*) имеют наибольшее распространение на серо-бурых легкосуглинистых и супесчаных почвах. К солонцам и серо-бурым эродированным почвам приурочена полынь черная (*Artemisia pauciflora*), которая обычно выступает в качестве субэдификатора в биюргуновых и кокпековых сообществах.

Кейреуковые (*Salsola orientalis*) и терескеновые (*Ceratoides papposa*) сообщества в районе исследования самостоятельных контуров практически не образуют и обычно являются субэдификаторами в полынных, кустарниковых сообществах на серо-бурых легкосуглинистых и малоразвитых почвах.

Структурно-денудационные плато обрываются чинками и переходят в делювиально-пролювиальные равнины с интенсивным эрозионным расчленением, являющиеся зоной накопления солей. Растительность делювиально-пролювиальных равнин сложена разреженными биюргуновыми (*Anabasis salsa*, *A. truncata*), тасбиюргуновыми (*Hanophyton eripaceum*), кокпековыми (*Atriplex cana*), сарсазановыми (*Halocnemum strobilaceum*) сообществами на солончаках, солонцах и серо-бурых эродированных почвах, местами щебнистых. В составе сообществ незначительно присутствуют солянки (*Climacoptera lanata*, *Bassia hyssopifolia*, *Petrosimonia brachiata*, *Suaeda physophora*) и эфемеры (*Lepidium perfoliatum*, *Eremopyrum orientale*). Значительные площади представлены пустошами.

*Наклонные пролювиальные равнины* занимают более приподнятые плоские территории, местами осложнены такырами и небольшими возвышенностями, и по сути являются водораздельными поверхностями второго уровня. Растительный покров достаточно разнообразен и представлен полынно-боялычовыми, полынно-черносаксауловыми, кейреуково-полынными сообществами с проективным покрытием 50-55% и хорошим жизненным состоянием на серо-бурых суглинистых, местами легкосуглинистых почвах. Полыни сложены белоземельной (*Artemisia terrae-albae*), туранской (*A. turanica*). Из ксерофитных многолетних солянок преобладают кейреук (*Salsola orientalis*), боялыч (*Salsola arbusculiformis*), кое-где изень (*Kochia prostrata*), терескен

(*Ceratoides papposa*). В сообществах характерно значительное присутствие эфемероидов и эфемеров (*Ferula ferulaeoides*, *Rheum tataricum*, *Poa bulbosa*, *Carex pachystylis*, *Lepidium perfoliatum*, *Asparagus bresleranus*, *Eremopyron orientale*). Распространение эфемерово-биюргуновых сообществ на солонцах пустынных незначительно. По небольшим понижениям среди слабо волнистой равнины встречаются пятна зарослей караганы (*Caragana grandiflora*) с участием полыни белоземельной и ковыля (*Stipa sareptana*). Для данной части района характерно большое наличие такыров с разреженными группировками солянок (*Salsola foliosa*), ежовника усеченного (*Anabasis truncata*).

*Солончаковые понижения*, делювиально-пролювиальные равнины с выходами третичных глин, равнины низкого гипсометрического уровня характеризуются значительной аккумуляцией солей, преобладанием рыхлых почв солончакового ряда. Растительный покров крайне разрежен (проективное покрытие не превышает 10 - 20%) и сложен сообществами, образованными галоксерофитными полукустарничками (*Atriplex cana*, р. *Anabasis*), многолетними (*Halocnemum strobilaceum*, *Kalidium caspicum*, *K. foliatum*) и однолетними сочными солянками (виды родов *Salsola*, *Suaeda*, *Petrosimonia*, *Climacoptera*).

*Луговой тип* растительности формируется в условиях дополнительного увлажнения и представлен фрагментарно в местах выклинивания грунтовых вод по водотокам чинков и хорошо выраженным руслам временных водотоков. Растительных покров сложен злаковыми (*Aeluropus litoralis*, *Achnatherum splendens*, *Phragmites australis*) с участием кустарников сообществами.

В хозяйственном отношении выше перечисленные сообщества представляет собой пастбищные угодья.

Полынные, боялычовые пастбища являются выпасами весенне-летне-осеннего использования. Средняя производственная урожайность полынных пастбищ составляет 1,7 - 2,4 ц/га, боялычовых - 2,0 - 3,0 ц/га. Биюргуновые, кокпековые, солянковыи пастбища используются для осенне-зимнего выпаса верблюдов и овец. Урожайность пастбищ колеблется от 1,0 до 2,5 ц/га.

*Ксерофитнополукустарниковые сообщества водораздельных поверхностей (структурно-денудационных плато)*

Комплекс эфемерово-боялычовых (*Salsola arbusculiformis*, *Ferula ferulaeoides*, *Rheum tataricum*, *Dodartia orientalis*, *Trigonella arcuata*), боялычово-полынных (*Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*, *Salsola arbusculiformis*, *Anabasis aphylla*), кейреуково-белоземельнополынных с караганой сообществ на серобурых легкосуглинистых, местами защебненных почвах и эфемерово-ежовниковых с тасбиюргуном (*Anabasis salsa*, *A. brachiata*, *Taucheria lasiocarpa*,

*Leptaleum filifolium, Nanophyton erinaceum*) сообществ на солонцах пустынных щелнистых по плоскому плато.

*Ксерофитнополукустарниковые и галофитнополукустарничковые сообщества приводораздельных склонов (чинки) плато*

Серия сообществ: боялычовых (*Anabasis brachiata, Anabasis salsa, Salsola arbusculiformis*) полынно-кейреуковых с ломкоколосником (*Salsola orientalis, Artemisia terrae-albae, A. turanica*) по верхним частям склона на серо-бурых малоразвитых почвах, местами с выходами песчаников; разреженных группировок бюргуна (*Anabasis salsa*), ежовников (*Anabasis salsa, A. turanica*) и однолетних солянок на серо-бурых эродированных почвах и солончаках остаточных с выходами палеогеновых глин по средним и нижним частям расчлененных крутых склонов.

*Галоксерофитнополукустарничковые, ксерофитнополукустарничковые сообщества пологих склонов и делювиально-пролювиальных равнин*

Комплекс разреженных солянково-бюргуновых, кокпековых (*Atriplex cana*), тасбюргуновых, бюргуново-полынных с боялычом (*Artemisia pauciflora, A. turanica, Anabasis salsa*) сообществ на солонцах пустынных солончаковых и серо-бурых солончаковых почвах с выходами третичных глин по сильно эродированному склону в сочетании с кустарниково-полукустарничковыми (*Artemisia aralensis, A. schrenkiana Aeluropus litoralis, Atraphaxis spinosa, Caragana balchaschensis, Hulthemia persica*) сообществами по многочисленным сухим руслам.

Комплекс эфемерово-бюргуновых на солонцах солончаковых с участием ферулево-белоземельнополынных с боялычом (*Artemisia terrae-albae, Ferula ferulaeoides*), белоземельнополынно-саксауловых сообществ на серо-бурых легкосуглинистых почвах по слабонаклонному склону. Комплекс солянково-бюргуновых (*Anabasis salsa, Climacoptera brachiata, Girgensohnia oppositiflora, Limonium, Eremopyrum orientale, Lepidium perfoliatum*), полынно-кокпековых (*Atriplex cana, Artemisia pauciflora, A. turanica*) на солонцах пустынных солончаковых, полынных с боялычом (*Artemisia terrae-albae, A. turanica, Anabasis aphylla, Salsola arbusculiformis*) сообществ на серо-бурых суглинистых солонцеватых почвах по наклонной равнине.

*Ксерофитнополукустарниковые, полукустарничковые сообщества наклонных водораздельных равнин второго уровня*

Эфемерово-изенево-полынные (*Artemisia terrae-albae, A. turanica, Kochia prostrate, Poa bulbosa, Rheum tataricum, Colpodium humilis*), кейреуково-белоземельнополынные с боялычом или курчавкой (*Artemisia terrae-albae, Salsola orientalis, Salsola arbusculiformis*,

*Atraphaxis spinoza*) сообществ на серо-бурых легкосуглинистых, солонцеватых почвах в сочетании с ковыльнобелоземельнополынно-карагановыми (*Caragana grandiflora*, *Artemisia terrae-albae*, *Stipa sareptana*) сообществами по редким западинам.

Комплекс полынно-боялычовых (*Salsola arbusculiformis*, *Artemisia terrae-albae*, *A. turanica*), эфемерово-изенево-полынных (*Artemisia terrae-albae*, *A. turanica* *Kochia prostrate* *Poa bulbosa*, *Rheum tataricum*) сообществ на серо-бурых суглинистых солонцеватых почвах и солянково-бюргуновых (*Anabasis salsa*, *Climacoptera brachiata*, *Ceratocarpus urticulosus*, *Eremopyron orientale*) сообществ на солонцах пустынных местами щебнистых в сочетании с такырами по слабонаклонной плоской равнине.

#### **10.1.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана**

Природно-климатические условия территории и режим хозяйственного использования ограничивает биологическое разнообразие флоры и растительности. Анализ литературных источников и материалы полевых наблюдений не позволили выявить для территории редкие виды, занесенные в Красную Книгу Казахстана. Тем не менее, следует отметить наличие в данном регионе эндемиков.

*Atriplex pungens* *Trautv.* - *лебеда колючая* – Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. В районе исследования обнаружен по оврагам приводораздельного склона (чинка).

*Climacoptera kasakorum* *Botsch*- *климакоптера казахов* - Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. Вид приурочен к солончаковым почвам делювиально-пролювиальных равнин.

*Petrosimonia hirsutissima* (*Bunge*) *Pjij* – *петросимония жестковолосистая*- Семейство *Chenopodiaceae*. Эндем Казахстана. Может быть встречена по солончаковым понижениям.

*Artemisia scopaeformis* *Ledeb.* - *полынь прутьевидная* - Семейство *Asteraceae*. Эндем Казахстана. Может быть встречен по водотокам приводораздельных склонов (чинков) и вдоль хорошо выраженного русла реки Ащисай.

*Artemisia aralensis* *Krasch.* – *полынь аральская* - Семейство *Asteraceae*. Эндем Казахстана. Приурочен к временным водотокам приводораздельных склонов (чинков).

## 10.2 Характеристика воздействия на растительные сообщества

Растительность является основным блоком экосистемы. Она участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии, служит биоклиматическим и экологическим индикатором. Такие её функции, как аккумуляция солнечной энергии, синтез органических веществ, регуляция газового баланса биосферы обеспечивают существование всех живых организмов. Благодаря физиономическим и индикационным свойствам, растительность является самым информативным компонентом экосистем. По её состоянию, флористическому и ценолитическому разнообразию можно судить о скорости и направленности антропогенных и антропогенностимулированных процессов, о динамике других компонентов экосистем (почв, грунтовых и поверхностных вод и т.д.).

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

Основными факторами воздействия на растительность при эксплуатации месторождения являются:

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

Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки 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. Кроме того, сорные эрозофильные виды, которые являются пионерами зарастания подобных местообитаний, могут развиваться не каждый год. В неблагоприятные для их развития годы почва остаётся оголенной и еще сильнее подвергается дефляции. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время

однолетнесолянковые группировки на нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при бурении скважин и эксплуатации скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода контрактной территории в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин. Выделяющиеся при горении так называемые кислые сернистый и серный газы обладают большой токсичностью. Среднесуточная норма загрязнения этими газами для человека составляет  $0,15 \text{ мг/м}^3$ , допустимая максимальная разовая доза загрязнения  $\text{SO}_2$  –  $0,5 \text{ мг/м}^3$ . 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. Диоксид серы и продукты его окисления вызывает ожог листьев растений с последующей их гибелью. Для его концентрации свойственна сезонная изменчивость, она значительно меньше в тёплый период, что связано частично с фотохимическим окислением его до сульфатов, включая серную кислоту, так как сера является активным участником различных биохимических процессов в растениях и почвенных микроорганизмах. Аномально высокие концентрации загрязняющих веществ в растениях ведут к фенологическим изменениям: растения имеют более ускоренный ритм сезонного развития, когда начальные и конечные фенофазы наступают раньше, а фазы цветения и плодоношения ослаблены; вегетация сокращается на 9-15 суток; на 10-25% снижается годичный прирост побегов. При обследовании подобные явления наблюдались у сарсазана. Отмечено, что у растений существуют пределы пороговых концентраций химических элементов, выше или ниже которых проявляются характерные

внешние симптома биологической реакции. Превышение пороговой концентрации приводит к различного рода патологическим изменениям – уродствам различного происхождения и локализации, образованию многообразных галл, опухолей, каллюсов, клубеньков. Механизмы регуляции, препятствующие накоплению химических элементов в большом количестве, существуют не у всех растений и загрязняющие вещества через трофические цепи питания могут попадать в организм человека. Поэтому химическое загрязнение в высокой степени создаёт экологическую опасность использования территории под сельское хозяйство.

### **10.3 Оценка воздействия и мероприятия по снижению воздействия на растительность**

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, 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.
- ❖ внедрение и проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на рассматриваемой территории.

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным. Учитывая, что проведение проектируемых работ на площади будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность может быть оценено 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 – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на растительный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 16 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.

#### **10.4 Предложения по мониторингу растительного покрова**

Растительность индуцирует любые изменения, происходящие в других компонентах окружающей среды. Проведение токсикологического исследования растительности позволят охарактеризовать степень химического загрязнения основных доминирующих видов растений при различном загрязнении окружающей среды: тяжелыми металлами, нефтепродуктами, при радиоактивном загрязнении, при загрязнении атмосферного воздуха газообразными вредными веществами.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года. Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо 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.

## 11 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

### 11.1 Характеристика животного мира

В пределах расположения месторождения обитают виды характерные для глинистой полынно-боялычевой пустыни, мелкобугристых песков различной степени закреплённости и белосаксаульников северных Арало-Каспийских пустынь. Фауна млекопитающих представлена не менее чем 31 видом, объединённым в 15 семейств.

Фауна млекопитающих носит ярко выраженный пустынный характер с преобладанием видов предпочитающих песчаные почвы. Фоновыми видами являются представители отряда грызунов принадлежащих к зайцеобразным, тушканчиковым, ложнотушканчиковым, песчанковым. Степные виды практически отсутствуют.

Насекомоядные представлены ушастым ежом. Из рукокрылых встречаются усатая ночница, поздний кожан, и пустынный кожан. Из редких рукокрылых встречается кожанок Бобринского. С юга может проникать шакал, и в закреплённых мелкобугристых песках возможны нахождения волчьих логовищ. На участках с плотными почвами встречаются норы корсаков. Из куньих широко встречается ласка, степной хорёк. Из семейства кошачьих в закреплённых песках с белосаксаульниками обитает степная кошка. В направлении юго-восток северо-запад проходят пути миграции - сайги. Ранее здесь встречался джейран.

Желтый суслик чаще встречается в понижениях между песчаных массивов, ближе к увлажнённым участкам. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиками, тушканчиком прыгуном, наряду с ними фоновым видом является тарбаганчик. Широко распространены представители семейства тушканчиковых - емуранчик, мохноногий тушканчик. Семейство хомяковые представлено серым хомячком и хомячком Эверсмана. Встречается киргизская полёвка, слепушонка. Представители песчанковых - тамариксовая, краснохвостая, полуденная и большая распространены по всей территории и являются основными носителями чумы и ряда иных инфекций. Представители семейства мышинные - домовая и лесная мыши также являются носителями ряда опасных заболеваний. Численность этих видов колеблется в пределах 2-6 особей на гектар. Из зайцеобразных встречается толай, его численность особенно высока в белосаксаульниках, где представители этого вида концентрируются зимой.

Орнитофауна представлена около 200 видами птиц. Согласно характеру пребывания в районе, пернатых можно разделить на 4 категории - пролетные, гнездящиеся, оседлые и зимующие.

Среди пернатых фоновыми видами являются представители жаворонков и каменок гнездящихся на всех участках территории. Вдоль соров и через временные водоёмы и скважины в направлении юг - север, через долину Сырдарьи проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. Это водоплавающие, хищные пернатые, чайки, представители журавлиных и воробьинообразные. На пролёте в направлении Теликольских озёр вероятны встречи пеликанов, цапель, серых уток, пеганок, крякв, чирков, речных уток, и ряда околородных пернатых. Из хищных птиц семейства ястребиных встречается более 10 видов. Обычны степной орёл, перепелятник, чёрный коршун, степной лунь. Из встречающихся 6 видов соколиных наиболее распространены два вида пустельги. Из птиц-ксерофилов преобладают жаворонки, два вида сорокопутов. Встречается береговая ласточка.

Фауна пресмыкающихся насчитывает 24 вида. С максимальной численностью пресмыкающиеся встречаются в массивах закреплённых песков.

Фауна пресмыкающихся представлена следующими видами. Для песчаных участков преобладающими являются сцинковый и гребнепалый гекконы, три вида круглоголовков - ушастая и песчаная круглоголовка, а так же круглоголовка вертихвостка. С большей плотностью эти виды встречаются в мелкобугристых песках с белосаксаульниковыми растительными ассоциациями. В большом количестве здесь встречается среднеазиатская черепаха. Численность этого вида достигает 5-7 особей на гектар. Кроме того, в песках могут встречаться глазчатая, линейчатая, полосатая и сетчатая ящурки. Средняя численность составляет 3-5 экземпляра на 1 га.

На более плотном субстрате, ближе к соровым понижениям обитают такырная круглоголовка, серый геккон и разноцветная ящурка.

Семейство удавов представляют песчаный и восточный удавчики. Из семейства ужей встречаются, несколько видов полозов. Из ядовитых змей встречается стрела-змея, степная гадюка и щитомордник.

По численности преобладающими видами пресмыкающихся являются степная агама, разноцветная ящурка и такырная круглоголовка.

Видовой состав и численность представителей фоновых видов насекомых на территории региона снижен, что связано с нарушением почвенно-растительного покрова, сокращением количества кормовых растений, и воздействием вредных выбросов.

Наиболее широко встречаются кобылки - представители прямокрылых. Чешуекрылые малочисленны. Широко распространены перепончатокрылые.

Наибольшее значение среди представителей членистоногих обитающих на обследуемой территории имеют ядовитые паукообразные и членистоногие переносящие опасные заболевания. Это следующие виды:

Фаланги (Solifugae) - представители отряда паукообразных, способны болезненно укусить человека и вызвать опасное отравление путём занесения трупного яда в месте укуса. Сама фаланга не имеет ядовитой железы. Поэтому применение препарата против яда пауков, в случае укуса фалангой, не эффективно.

Каракурт (*Lathrodectus tredecimguttatus*) - паук чёрного цвета. Размер самок достигает 1,7 см. В окраске молодых особей присутствуют мелкие красные пятна. Это наиболее ядовитый из всех видов пауков данной территории. Яд - нейротоксин, может вызвать тяжелое отравление, иногда со смертельным исходом. Каракурт населяет участки с полынной растительностью.

Тарантул (род *Lycosa*) - менее ядовитый крупный паук селящийся в норах. Выходит на поверхность в тёмное время суток. Укус болезненный, но, по степени ядовитости, сходен с укусом крупной осы. Может встречаться в южной и западной частях территории промысла.

Скорпионы (род *Buthus*) - ядовитые паукообразные могущие заселять южную периферию территории нефтепромыслов. Укус скорпиона болезненный, может вызвать сильную опухоль. Смертельные исходы редки. Скорпионы активны в ночное время, днём прячутся под камнями и т.п. укрытиями.

#### **11.1.1 Редкие и исчезающие виды**

Из редких млекопитающих в пределах Арыкумского прогиба могут встречаться только два вида. Это кожанок Бобринского, принадлежащий к отряду рукокрылых, и перевязка - хищник принадлежащий к семейству куньих.

Редкие и исчезающие виды пернатых, занесённых в республиканскую Красную книгу и охраняемых законом преобладают на территории обследованных участков в период сезонных миграций. Основное число видов мигрируют из поймы Сырдарьи в сторону Теликольских озёр и вдоль русла Сарысу. Представители некоторых видов возможно гнездятся около временных водоёмов или в районе самоизливающихся артезианских скважин. Всего на территории может быть встречено 27 видов редких пернатых. На пролете встречаются 22 вида. В наземных ценозах гнездится 5 видов редких птиц, из них в значительном числе встречаются лишь 2 вида - степной орел и сажка. Из пролетных в заметном количестве отмечены журавль-красавка и чернобрюхий рябок. Данные по редким пернатым приведены в таблице 11.1.1.1.

**Таблица 11.1.1.1 - Состав, сроки и характер пребывания, численность редких птиц**

Вид	Сроки пребывания, месяцы												Расчетная численность (экз.)
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
1. Розовый пеликан - <i>Pelecanus onocrotalus</i>				■					■				до 10
2. Кудрявый пеликан - <i>Pelecanus crispus</i>				■					■				до 10
3. Колпица - <i>Platalea leucorodia</i>				■					■				Ед.
4. Каравайка - <i>Plegadis falcinellus</i>				■					■				Ед.
5. Фламинго - <i>Phoenicopterus roseus (ruber)</i>				■					■				100
6. Лебедь-кликун - <i>Cygnus cygnus</i>			■						■		■		100
7. Белоглазая чернеть - <i>Aythya nyroca</i>				■					■				Ед.
8. Скопа - <i>Pandion haliaeetus</i>				■					■				Ед.
9. Змееяд - <i>Circus ferox</i>				■					■				Ед.
10. Степной орел* - <i>Aquila rapax</i>				■	■	■	■	■	■				до 200
11. Орёл карлик - <i>Hieraetus pennatus</i>				■					■				Ед.
12. Большой подорлик - <i>Aquila clanga</i>				■					■				Ед.
13. Могильник* - <i>Aquila heliaca</i>				■	■	■	■	■	■				Ед.
14. Беркут - <i>Aquila chrisaetos</i>			■						■		■		Ед.
15. Орлан-белохвост - <i>Haliaeetus albicilla</i>			■						■		■		Ед.
Балобан - <i>Falco cherrug</i>			■						■		■		Ед.
17. Тонкоклювый кроншнеп - <i>Numenius tenuirostris</i>				■					■				Ед.
18. Серый журавль - <i>Grus grus</i>				■					■				Ед.
19. Журавль-красавка - <i>Anthropoides virgo</i>				■					■				до 100
20. Кречатка - <i>Chettusia gregaria</i>				■					■				Ед.
21. Султанка - <i>Porphyrio porphyrio</i>				■					■				Ед.
22. Дрофа - <i>Otis tarda</i>				■					■				Ед.
23. Джек* - <i>Chlamydotis undulata</i>				■	■	■	■	■	■				Ед.
24. Белобрюхий рябок <i>Pterocles alchata</i>				■	■	■	■	■	■	■			до 1 тыс.
25. Чернобрюхий рябок- <i>Pterocles orientalis</i>				■					■				до 50
26. Саджа* - <i>Syrhaptes paradoxus</i>				■	■	■	■	■	■				до 200
27. Филин* - <i>Bubo bubo</i>	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Ед.

Примечание: Ед. - редкие не регулярные встречи; \* - гнездящийся вид.

### 11.1.2 Миграции животных

В районе территории месторождений наиболее активно мигрирующими представителями животного мира являются сайга и представители орнитофауны.

Особенность экологии сайги - постоянное перемещение в пределах территории занимаемой местной популяционной группировкой. Основное направление весенних миграций происходят в на север из песков и полупустынь в степи. Представители данной популяционной группировки сайги совершают весенние перемещения в направлении с юго-востока Кызылординской области на северо-запад.

Сроки сезонных миграций зависят от климатической ситуации, запасов кормов, водоевов. Наиболее продолжительные кочёвки сайга совершает весной и осенью. Миграцию к местам окота и летовок начинает в конце марта, начале апреля. Скорость миграций

колеблется от 5 до 20 км за сутки при благоприятных кормовых условиях, но может возрастать до 40 - 45 км при похолоданиях. В период окота суточная подвижность не превышает 10 км. Максимальная скорость передвижения сайги 80 км в час, а скорость перемещений 40-50 км в сутки. Осенние зимние миграции происходят в направлении с севера на юг. Южная граница миграций определяется климатическими условиями.

Во время миграций сайгаки гибнут на переправах через водоёмы, в районах проезжих дорог и при столкновении с автотранспортом. Стадность колеблется в зависимости от сезона года и биологических циклов. В первой половине декабря стада разделяются на мелкие - гонные группы. В январе, феврале стада увеличиваются. В марте они разделяются на группы самцов и небольшие стада самок. После окота стада распадаются на мелкие группировки, а осенью увеличиваются.

Через долину Сырдарьи в направлении юг - север вдоль временных водоёмов и скважин проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. В большинстве это водоплавающие, хищные пернатые, чайки, журавли, различные кулики. Водоплавающие и околководные пернатые используют при миграции временные водоёмы, соры, артезианские скважины и концентрируются вокруг них. Хищные пернатые мигрируют единичными особями, и совершают пролёт в направлении с юга на север, широким фронтом не придерживаясь определённого пути.

Миграции пернатых - растянуты по срокам весенние и осенние перелёты. В весенний период большинство видов мигрирует в марте-апреле, в осенний - в сентябре-октябре. Сезонные перелёты пернатых проходят по направлению к Теликольским озёрам и вдоль Сарысу на север. Состав пролетных птиц насчитывает более 150 видов. Среди них 2 вида гагар, 2 вида пеликанов, 3 вида цапель, фламинго, 16 видов гусеобразных, 6 видов хищных, 6 видов журавлеобразных, 27 видов куликов, 5 видов чаек и крачек и ряд видов воробьиных.

Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с конца марта до середины мая, наиболее интенсивно в апреле. Наиболее многочисленны весной серый гусь, кряква, чирки, шилохвость, красноносый нырок. Среди обширной группы куликов в большом числе мигрируют круглоносые плавунчики, турухтаны, кулики-воробы, чернозобики и краснозобики. Среди чаек наиболее многочисленны озерные чайки, среди крачек доминируют белошекая и речная. Среди хищных преобладают степной орёл, камышовый лунь и обыкновенная пустельга. Среди мигрирующих представителей рябковых в подавляющем большинстве встречаются белобрюхий рябок и саджа. Среди воробьинообразных малый и полевой жаворонки, скворцы, коноплянки и овсянки.

Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграций встречаются дендрофильные пернатые дроздовые, славковые, вьюрковые и овсянки, а также птицы открытых пустынных и степных ландшафтов (жаворонки, коньки, трясогузки, каменки).

Осенние миграции птиц в регионе охватывают более длительный период с середины августа по ноябрь. Перемещения в сторону зимовок многих куликов, ракшеобразных, крачек, а из воробьиных птиц славковых, трясогузок, скворцов и др. достаточно интенсивно проходят с середины августа до середины сентября. Массовый пролет водоплавающих и некоторых околотовных птиц проходит в сентябре-октябре, а при позднем наступлении холодов даже в ноябре.

Ночная миграция отмечена у представителей 6 отрядов птиц. Из них в количественном отношении преобладали воробьиные, утиные, кулики и чайки. Плотность ночной миграции в этом районе достаточно высокая в низовьях реки Сарысу составляет 1200 птиц/час на фронт шириной 1 км, что значительно превышает показатели в малообводненных районах, таких как Кызылкумы (540 птиц/час) и близка по параметрам с озерами Балхаш-Алакольской системы (850 птиц/час).

По наблюдениям дневная миграция в большой мере зависит от обводненности территории, ночью миграционные потоки распределены более равномерно, с небольшой концентрацией их над водоемами. Плотность ночной миграции превышает дневную в десятки раз.

Численность мигрирующих птиц различается по сезонам, в пределах 3-4 раз между весной и осенью и обусловлена увеличением количества птиц за счет размножения. Численность водоплавающих пернатых возрастает в 3-5 раза, куликов и чаек - в 2-3 раза.

Наиболее ценными местами обитания являются озёра у самоизливающихся скважин и разливы на соре Мынбулак, где концентрируются пернатые во время сезонных перелётов.

## **11.2 Характеристика воздействия на фауну региона**

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 эврибиотных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие при строительных, буровых 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 сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на нефтепромысле 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 углеводородным сырьем, 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.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные.

*Прямые воздействия* обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных.

*Косвенные воздействия* обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

### **11.3 Оценка воздействия и мероприятия по снижению вредного воздействия на животный мир**

Воздействие на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- воспроизводство диких животных (проведение биотехнических мероприятий, в том числе расселение диких зверей и птиц, создание питомников и ферм по разведению диких животных и птиц, а также заготовка кормов для их жизнедеятельности);
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- защита птиц от поражения током путём применения «холостых» изоляторов;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;

- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- в случае гибели животных обязательно информировать областную территориальную инспекцию лесного хозяйства и животного мира;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.
- проведение мониторинга животного мира.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

В целом влияние 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 – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 16 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

#### **11.4 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 на этапе разработки площади. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- ❖ стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- ❖ периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- ❖ мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га. Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности. Выше названные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа. При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

## **12 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА**

### **12.1 Социально-экономические условия**

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения ОВОС, классифицируется 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 Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях.

**Кызылординская область (каз. Қызылорда облысы)** образована 15 января 1938 года.

Область расположена в юго-западной части Казахстана с общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,3% всей территории республики.

Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на Севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно - Казахстанской областями, а на юге - с Республикой Узбекистан.

Численность населения (по предварительным расчетным данным) составила 641,7 тыс. человек, в том числе 227,3 тыс. человек (35,4%) проживают в городской местности, 415,3 тыс. человек (64,6%) – в сельской местности.

Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда. В области 265 поселка и села, 145 сельских и аульных округа.

Список районов с запада на восток:

1. Аральский район, центр - город Аральск;
2. Казалинский район, центр - посёлок городского типа Айтеке-Би;
3. Кармакшинский район, центр - село Жосалы (Джусалы);
4. Жалагашский район, центр - село Жалагаш (Джалагаш);
5. Сырдарьинский район, центр - село Теренозек;
6. Шиелийский район, центр - село Шиели (Чиили);

#### 7. Жанакорганский район, центр - село Жанакорган (Яныкурган);

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарья, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономико-географическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

### **12.2 Социально – экономическое положение**

#### ***Социально-демографические показатели***

Численность населения области на 1 апреля 2022 года по текущим данным составила 830,5 тыс. человек, из них 39,5 тыс. человек приходится на казахстанских граждан г.Байконур. По сравнению с соответствующим периодом 2021 года она увеличилась на 12,5 тыс. человек или на 1,5%.

За январь-март 2022г. в области зарегистрировано 72 (за январь-март 2021г. - 44) умерших младенцев в возрасте до 1 года. По сравнению с январем-мартом 2021 года число умерших детей в возрасте до 1 года увеличилась в 1,6 раза.

За январь-март 2022 года коэффициент младенческой смертности составил 14,83 (8,41) случаев на 1000 родившихся. Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январе-марте 2022 года умерло 25 (23) младенцев или 34,7% (52,3%) от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 9 (5) или 12,5% (11,4%), от инфекционных и паразитарных болезней – 7 (2) или 9,7% (4,5%), от болезней органов дыхания – 2 (2) или 2,8% (4,5%), от несчастных случаев, отравлений и травм – 1 (2) или 1,4% (4,5%).

В январе-марте 2022г. по сравнению с январем-мартом 2021г. число прибывших в область уменьшилось на 25,9%, а число выбывших из области на 18,3%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 29,9% и 42,6% соответственно.

Уменьшилась численность мигрантов, переезжающих, в пределах области на 29,9%. При областном перемещении сальдо миграции населения кроме г.Кызылорда остается отрицательное.

В отчетном периоде по расследованным уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 5730,0 млн. тенге, из них на экологические уголовные правонарушения приходится – 89,8 %, против собственности – 7,9%. Правоохранительными органами области выявлено 436 лиц, совершивших уголовные правонарушения (на 6,4% меньше, чем в соответствующем периоде 2021г.), привлечено к уголовной ответственности 301 лиц, что на 0,3% больше, чем в соответствующем периоде 2021г. Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 10,5% составляли женщины (в соответствующем периоде 2021 г. – 13,3%), 5,3% – выполнявшие государственные функции (3,4%). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения, составил 44,0% (40,5%).

В среднем по области каждый третий, совершивший уголовное правонарушение, находился в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные – 80,7% (в январе-апреле 2021 г. – 84,3%).

#### ***Статистика уровня жизни***

В IV квартале 2021 г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 96745 тенге и увеличились по сравнению с IV кварталом 2020 г. на 7%. В реальном выражении денежные доходы населения уменьшились на 1,4%.

По обследованиям домашних хозяйств, доход использованный на потребление в среднем на душу за 2021 год составил 666,3 тыс. тенге, что на 14,8% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года. За 2021 год среднедушевые денежные расходы населения составили 659,4 тыс. тенге, что на 15,1% выше, чем в предыдущем периоде прошлого года.

#### ***Статистика труда и занятости***

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в I квартале 2022г. составила 155,8 тыс. человек, из них на крупных и средних предприятиях – 104,8 тыс. человек.

В I квартале 2022 г. на крупные и средние предприятия было принято 4,3 тыс. человек. Выбыло по различным причинам 3,5 тыс. человек.

На конец отчетного периода, на крупных и средних предприятиях, число вакантных рабочих мест (требуемых работников) составило 321 единицы (0,3% к численности наемных работников).

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в I квартале 2022г. по оценке составила 17,0 тыс. человек, уровень безработицы – 4,9%. На 01.05.2022г. официально зарегистрированы в органах занятости в качестве безработных 14,4 тыс. человек (доля зарегистрированных безработных – 4,1%).

В I квартале 2022г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 247559 тенге, на крупных и средних предприятиях - 270985 тенге.

С 1 января 2022г. минимальная заработная плата установлена в размере 60000 тенге.

### ***Статистика цен***

Повышение цен отмечено на сахар на 10,8%, макаронные изделия - на 9%, кондитерские изделия - на 5,9%, овощи свежие - на 5,8%, картофель - на 5,1%, рыба и морепродукты - на 4,7%, фрукты свежие - на 4,6%, безалкогольные напитки - на 4,5%, хлеб - на 3,3%, алкогольные напитки и табачные изделия - на 2,8%, рис - на 2,5%, молочные продукты - на 1,5%, мясо и птица - на 1,4%, крупы, сыр и творог - по 1,1%, масла и жиры - на 0,5%. Снижение цен зафиксировано на яйца на 0,3%.

Прирост цен на ювелирные изделия и часы составил 3,8%, мелкие электробытовые приборы - 3,3%, моющие и чистящие средства - 2,1%, одежду и обувь - 1,6%, фармацевтическую продукцию - 1%. Газ сжиженный (в баллонах) снизился на 0,8%, бензин - на 0,1%.

Уровень цен за медицинские услуги вырос на 20,9%, услуги воздушного пассажирского транспорта - на 2,8%, ресторанов и гостиниц - на 1,8%. Организация комплексного отдыха снизился на 10,3%, услуги отдыха и культуры - на 2,3%.

В апреле 2022 года по сравнению с предыдущим месяцем повышение цен отмечено в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 5,2%, а в обрабатывающей промышленности понижение на 0,1%.

В апреле 2022г. индекс цен на сельскохозяйственную продукцию составил 100,4%, в том числе на продукцию растениеводства – 100,3%, животноводства – 101%.

В апреле 2022г. по сравнению с предыдущим месяцем цены снизились на 1,3%.

В апреле 2022г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж составил 101,3%

В апреле 2022г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

### ***Национальная экономика***

Валовой региональный продукт (ВРП) за январь-декабрь 2021 г (по предварительным данным) составил 1878,6 млрд. тенге. Индекс реального изменения объема ВРП к соответствующему периоду 2020 г. составил 100,6%.

ВРП на душу населения по области составил 2287,3 тыс. тенге.

В структуре ВРП за январь-декабрь 2021 г. производство услуг составило 51,6%, производство товаров – 42,4%, налоги на продукты – 6,0%.

В сфере производства товаров на сельское, лесное, рыбное хозяйство приходится 6,4% объема ВРП области, промышленность – 30,7% и строительство – 5,3%.

Наибольший удельный вес в объеме ВРП в сфере производства услуг занимает транспорт и складирование – 13,5% и оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 8,9%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-апреле 2022г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 42424 млн. тенге.

В январе-апреле 2022г. инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составила 45522 млн. тенге.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-апреле 2022г. приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (33,7%), операции с недвижимым имуществом (24,9%), транспорт и складирование (18,1%).

Объем инвестиционных вложений малых предприятий за январь-апрель 2022 г. составил 46164 млн.тенге.

В апреле 2022 г. по сравнению с предыдущим месяцем наблюдается небольшое увеличение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество юридических лиц зарегистрировано в строительстве, доля которых на 1 мая 2022 г. составила 20,6%, на втором месте - оптовая и розничная торговля (включая ремонт автомобилей и мотоциклов) - (16,9%), на третьем - образование (12,0%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 49,5% всех зарегистрированных юридических лиц.

Из 11092 зарегистрированных юридических лиц 8615 (77,7%) являются действующими, из которых 4455 (51,7%) считаются активными, т.е. занимающиеся экономической деятельностью, 1076 (12,5%) – еще не активные (вновь зарегистрированные) и 3084 (35,8%) считаются временно не активными, т.е. в данный момент простаивают по различным причинам.

### ***Торговля***

Объем розничной торговли за январь-апрель 2022г. составил 105550,1 млн. тенге или 100,8% к уровню соответствующего периода 2021г. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 12,2%, индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках уменьшилась на 4,3% по сравнению с январем-апрелем 2021г.

На 1 мая 2022г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 13931,8 млн. тенге, в днях торговли – 47 дня. Оборот оптовой торговли за январь-апрель 2022 г. составил 64652,2 млн. тенге или 101,9% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 37,7%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 62,3%.

### ***Реальный сектор экономики***

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-апреле 2022г. составил 19107,3 млн. тенге, в том числе растениеводства – 68,9 млн. тенге, животноводства – 18359,9 млн. тенге.

В январе-апреле 2022 г. промышленной продукции произведено на 317544 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 228241 и 68354 млн. тенге, снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом на 18053 млн. тенге, в водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений – на 2897 млн. тенге.

Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве передаточных устройств (3353 млн. тенге), жилых зданий (2511 млн. тенге), дорог и автомагистралей (2316 млн. тенге).

Объем выполненных услуг по капитальному ремонту увеличился в 9 раз, текущему ремонту - в 7 раз. Объем строительно-монтажных работ уменьшился на 11,1%.

В январе-апреле 2022 года на строительство жилья было направлено 16408 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал, доля освоенных средств в жилищное строительство составила 24%.

Основным источником финансирования жилищного строительства являются собственные средства застройщиков. Общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 170186 кв. м, индекс физического объема введенного жилья к соответствующему периоду прошлого года составил 109,4%.

Средние фактические затраты на строительство 1 кв. метра общей площади жилых домов, включая жилые дома построенные населением составили 78,9 тыс. тенге.

В апреле 2022 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года грузооборот возрос на 22,3%, за счет увеличения грузопотока на автомобильном транспорте.

Пассажиروоборот в апреле 2022 года по сравнению с соответствующим месяцем предыдущего года возрос на 32,3%, за счет увеличения пассажиропотоков на автомобильном транспорте.

Индекс физического объема по услугам связи в апреле 2022 года по сравнению с апрелем 2021 года составил 104,9%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги сети Интернет, удельный вес его составил 47,2% от общего объема.

По данным Статистического бизнес-регистра наибольшее количество действующих индивидуальных предпринимателей сосредоточено в г.Кызылорда (53,7%) от общего количества, Казалинском (9,3%), Аральском (8,3%) районах.

При этом, значительное количество действующих крестьянских или фермерских хозяйств зафиксировано в Жанакорганском (21,5%), Шиелийском (15,6%) и Казалинском (13,7%) районах.

#### ***Финансовая система***

Расходы на производство и реализацию продукции предприятий в IV квартале 2021 г. составили 187341,1 млн. тенге, из них доля производственных расходов – 52,1%, непроизводственных – 47,9%.

На 1 января 2022г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 1649,3 млн. тенге и увеличилась по сравнению на 1 января 2021г. на 7,3%.

Финансовый результат предприятий с численностью работающих свыше 100 человек за IV квартал 2021г. определился как прибыль в сумме 29072,1 млн. тенге. Уровень рентабельности (убыточности) составил 14,7%. Доля убыточных предприятий, среди общего числа отчитавшихся составила 28,2%.

### **12.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона**

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

По данным межведомственной комиссии (МВК), по состоянию на 25.07.2022 г., в Казахстане число подтвержденных случаев заражения COVID-19 в стране составило 1 333 547 случаев. С начала пандемии от COVID-19 выздоровели 1 301 086 человек, умерло – 13 665 человек.

На 25 июля 2022 года лечение от КВИ в Казахстане продолжают получать 18 962 человека (–18 796 КВИ+ и 166 КВИ-), из них в стационарах находится – 1280 пациентов, на амбулаторном уровне – 17 682 пациента. Из числа заболевших КВИ+ и КВИ- находятся: в тяжелом состоянии – 32 пациента, в состоянии крайней степени тяжести – семь пациентов, на аппарате ИВЛ – пять пациентов.

На 25 июля 2022 года в Казахстане I компонентом провакцинировано 9 545 704 человек, II компонентом 9 326 883 человек.

Для предотвращения распространения заболевания с 16 марта до 11 мая 2020 года в РК был введен режим ЧП. После снятия режима ЧП были введены карантинные меры, некоторые 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. Для проведения вакцинации против коронавирусной инфекции на территории области функционируют прививочные пункты.

По состоянию на 24.07.2022 г. в Кызылординской области против коронавирусной инфекции 1 компонентом вакцинировано 430 094 человек, 2 компонентом – 424 812 человек.

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний за январь-апрель 2022 года дыхательных путей – 1150,5 случаев на 100000 населения; группа

ОКИ – 33,0; туберкулез органов дыхания – 16,4; сифилис – 5,8; педикулез – 2,7. За январь-апрель 2022г. в области зарегистрировано 4678 случаев заболевания коронавирусной инфекцией (COVID-19) вирус идентифицированный, из них 1682 случаев в сельской местности и вирус не идентифицированный, всего 213 случаев, из них 68 случаев в сельской местности.

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

- вакцинация
- 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.

#### **12.4 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 разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;

- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серо-бурыми 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 является сжигание попутного газа при освоении месторождения и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

С точки зрения воздействия на социально-экономические условия района можно констатировать, что возможность нежелательной дополнительной нагрузки на социально-бытовую инфраструктуру населенных пунктов района будет отсутствовать.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении, не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

Ближайшими станциями железной и автомобильной дороги являются Торетам и Жосалы, расположенные соответственно в 75 и 90 км на юг от южной границы участка и административно относящиеся к Кызылординской области. Расстояние до ближайшего областного центра города Кызылорда 350 км.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере на границе СЗЗ превышений предельно-допустимых концентраций (ПДК населенных мест) вредных веществ наблюдаться не будет. Превышений по шуму более 80 дБ могут происходить в рабочей зоне непродолжительное время, на границе СЗЗ пределы шумовых воздействий производиться не будут.

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.

Основной вид деятельности местного населения – животноводство. Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов и, соответственно, повысится уровень жизни коренного населения района.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

## **13 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА**

### **13.1 Общие 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 включает в себя:

- идентификацию опасностей;
- анализ частоты;
- анализ последствий.

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые со стоимостью основных операций.

### **13.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду**

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

#### *Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух*

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с большими массами выбросов загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит летучим соединениям тяжелых металлов. Летучие соединения тяжелых металлов, углеводородов и других химических веществ, помимо резко выраженного отравляющего действия, вызывают стойкой интенсивное загрязнение почв и растений.

#### *Воздействие возможных аварий на водные ресурсы*

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

#### *Воздействие возможных аварий на недра*

При разработке месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространению сейсмических волн.

#### *Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров*

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефти и углеводородной жидкости;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади.

В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами пятна излившейся нефти.

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.

### **13.3 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:

- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;
- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:

- прорывы трубопроводной системы;
- коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- перебои в подаче сырья;
- выход из строя технологического оборудования;
- контакт персонала с опасными факторами производства;
- строительная техника и буровое оборудование;
- разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет  $1,0 \cdot 10^{-8}$  (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны.

Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием 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.

При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентированных в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовой смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории.

В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающими факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар);
- пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

**Таблица 13.3.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ**

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$ , (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1''	$9,0 \cdot 10^{-6}$ , (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

### **13.4 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 аварий 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, оснащённости и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;

- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации на месторождении.

### **13.5 Оценка экологического риска при буровых операциях**

Для реализации проектных решений разработки месторождения предполагается бурение скважин. Буровые операции являются экологически опасными видами работ, и будут сопровождаться следующими видами нарушений и воздействий на исследуемой территории:

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунта зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений, прокладываемых при строительстве скважин;
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, атмосферного воздуха веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин;
- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозии, просадки и другое) с их возможным негативным

проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях на буровых площадках;

- загрязнением недр и окружающей среды в результате внутрипластовых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на дневную поверхность.

К основным источникам загрязнения и воздействия на окружающую природную среду при бурении скважин относятся: блок приготовления и химической обработки бурового и цементного растворов (гидроциклон, вибросит), циркуляционная система; насосный блок промывочной жидкости; вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента), отходы бурения, емкости горюче-смазочных материалов, двигатели внутреннего сгорания, отдельные химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов, топливо и смазочные материалы, хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы.

Основными объектами охраны при буровых операциях являются недра, атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва, растительность, животный мир.

#### Охрана и рациональное использование недр

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

Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны способствовать охране недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

#### Охрана атмосферного воздуха

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при строительстве внутрипромысловых дорог и буровых площадок;
- при строительстве скважин;

При строительстве внутрипромысловых дорог и буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения неорганической пыли при транспортировке грунта и ПГС, а именно при разгрузке

привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин и механизмов.

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

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются:

- химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов;
- нефть, полученная при освоении скважины;
- выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ);
- сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах;
- токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта;
- пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

#### Охрана водных ресурсов

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

Буровые сточные воды после очистки, предусмотренной проектом строительства скважин, должны использоваться повторно в технологическом процессе. Расчет объемов отработанного бурового раствора и шлама проводится при разработке проектов строительства скважин.

После разбуривания продуктивных пластов буровые отходы проходят обработку в соответствии с проектом, собираются в отдельные емкости, нейтрализуются, вывозятся на специально оборудованный объект накопления/захоронения отходов (ОРО).

#### Охрана почвенно-растительного покрова

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

При проведении буровых работ основные нарушения почвенно-растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме того непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения почвенно-растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на почвы различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушение земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

#### Охрана животного мира.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

## **14 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **14.1 Общие положения**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения. Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие. Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного, антропогенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

В соответствии с принятой классификацией, добыча нефти и газа является экологически опасным видом хозяйственной деятельности, сопряженным с высоким риском для населения и персонала. Техногенная чрезвычайная ситуация – состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде. Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК, а также иных нормативных правовых актов РК.

## **14.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности**

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 системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;

- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противобандное 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 области, Областная прокуратура, Департамент экологии 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.

## **15 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**

### **15.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду**

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:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при разработке проектируемой территории являются сепараторы, резервуары для нефти, насосы для откачки нефти, нефтеналивные эстакады, печи подогрева, устьевые нагреватели, скважины, кусты скважин. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;
5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует;
6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе 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.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 15.1.1.

**Таблица 15.1.1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению**

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

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на проектный период на месторождении 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 1 данного проекта) 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 Караколь сведена в таблицу 15.1.2.

**Таблица 15.1.2 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Караколь**

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Интегральная оценка воздействия
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Средняя (16)
<b>Итого:</b>	-	-	-	<b>Средняя (15,88)</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 на месторождении Караколь составляет 15,88 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*.

Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Караколь 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 Караколь.

## 15.2 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 реализации проектных решений на месторождении представлены в таблице 15.2.1.

Таблица 15.2.1 – 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 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 1 данного проекта) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 15.2.2.

**Таблица 15.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений**

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
<i>Социальная сфера</i>								
Трудовая занятость	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
<b>Итого:</b>							<b>+12</b>	<b>Высокое положительное</b>
<i>Экономическая сфера</i>								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Значительное (+4)	-	-	-	+13	Высокое положительное
<b>Итого:</b>							<b>+19</b>	<b>Высокое положительное</b>

## **16 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ**

### **16.1 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 Караколь АО «Кристалл Менеджмент» производит ежегодно по факту образования.

### **16.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде**

На территории компании АО «Кристалл Менеджмент» нет полигонов для складирования и хранения производственных отходов. Все образованные отходы производства и потребления в период проектируемых работ будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним специализированным организациям на договорной основе для утилизации.

В связи с этим расчет платежей за размещение отходов производства и потребления не производится.

## **17 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

Все стадии разработки документации, обосновывающей намечаемую хозяйственную деятельность - проектной документации, по промышленной разработке нефтяных месторождений определяются в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239).

Настоящий «Проект разработки месторождения Караколь по состоянию на 01.01.2022 г.» был разработан в соответствии с:

- ст.87 «Единых правил...»: «Разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения».
- ст.88 «Единых правил...»: «Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов».
- ст.90 «Единых правил...»: «Для месторождений, содержащих газовые и нефтяные залежи, может составляться единый проект разработки или, в случае целесообразности, отдельные проекты разработки для различных типов залежей».

Для промышленной разработки месторождений углеводородов составляются также технические проектные документы, которые основываются на проекте разработки месторождения.

- ст. 96 «Единых правил...»: «Технический проект по обустройству месторождения, согласно Кодексу составляется на основе проекта пробной эксплуатации, проекта разработки месторождения или анализа разработки месторождения в соответствии с требованиями соответствующего уполномоченного органа в области строительства».
- ст. 97 «Единых правил...»: «Обустройство месторождения предусматривает строительство промысловых и иных объектов, необходимых для добычи, подготовки, хранения и транспортировки углеводородов от места добычи и хранения до места перевалки в магистральный трубопровод и (или) на другой вид транспорта».

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин. Технические проекты на бурение скважин составляются проектной организацией, имеющей лицензию на выполнение соответствующих работ (ст.165 «Единых правил...»).

Проектирование бурения скважин основывается на следующих положениях (ст. 168 «Единых правил...»):

1) бурение скважин осуществляется по групповым или индивидуальным техническим проектам на бурение скважин;

2) технический проект является основным документом, регламентирующим процесс бурения скважин;

3) в проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

4) при проектировании бурения скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей среды. Технический проект составляется на основании задания на проектирование бурения скважин, которое составляется недропользователем на основе базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;

5) ответственность за полноту и достоверность исходных данных на проектирование несет недропользователь, а за качество проекта – недропользователь и проектная организация;

6) бурение скважин осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией и недропользователем или самим недропользователем при наличии соответствующей лицензии;

7) изменения к техническому проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, в области углеводородов, а также иных государственных органов в пределах их компетенции;

8) допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах  $\pm 250$  м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин  $\pm 300$  м);

9) контроль за исполнением технического проекта осуществляют заказчик и проектная организация, составившая технический проект;

10) ответственность за реализацию проекта бурения скважины несет недропользователь и буровая организация.

Мониторинг исполнения проектных документов на разработку месторождения включает в себя сопровождение работы недропользователя по проектному документу в

рамках ежегодного авторского надзора с представлением ежегодного отчета в уполномоченный орган в области углеводородов (ст.148 «Единых правил...»).

В рамках авторского надзора за реализацией проекта разработки месторождения углеводородов допускается (ст.149 «Единых правил...»):

- 1) изменение графика ввода скважин без изменения общего проектного фонда скважин, предусмотренного в базовом проектном документе;
- 2) корректировка местоположения проектируемых скважин, при наличии обоснованной необходимости;
- 3) виды и объемы исследовательских работ;
- 4) корректировка объектов испытания и их количество в пробуренных и проектируемых эксплуатационных скважинах и оценочных скважинах в рамках мероприятий по доразведке месторождения.

При авторском надзоре используется информация, полученная при разработке, а результаты оформляются в виде информационного отчета (ст.151 «Единых правил...»).

Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов (ст.154 «Единых правил...»).

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №400 - VI от 02.01.2021 года.
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями на 29.06.2018 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» утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года.
12. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования». 2001 г.
13. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
14. «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п);

15. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок». РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.;
16. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
17. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».
18. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года);
19. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
20. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.
21. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
22. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
23. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
24. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
25. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
26. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
27. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности».
28. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».

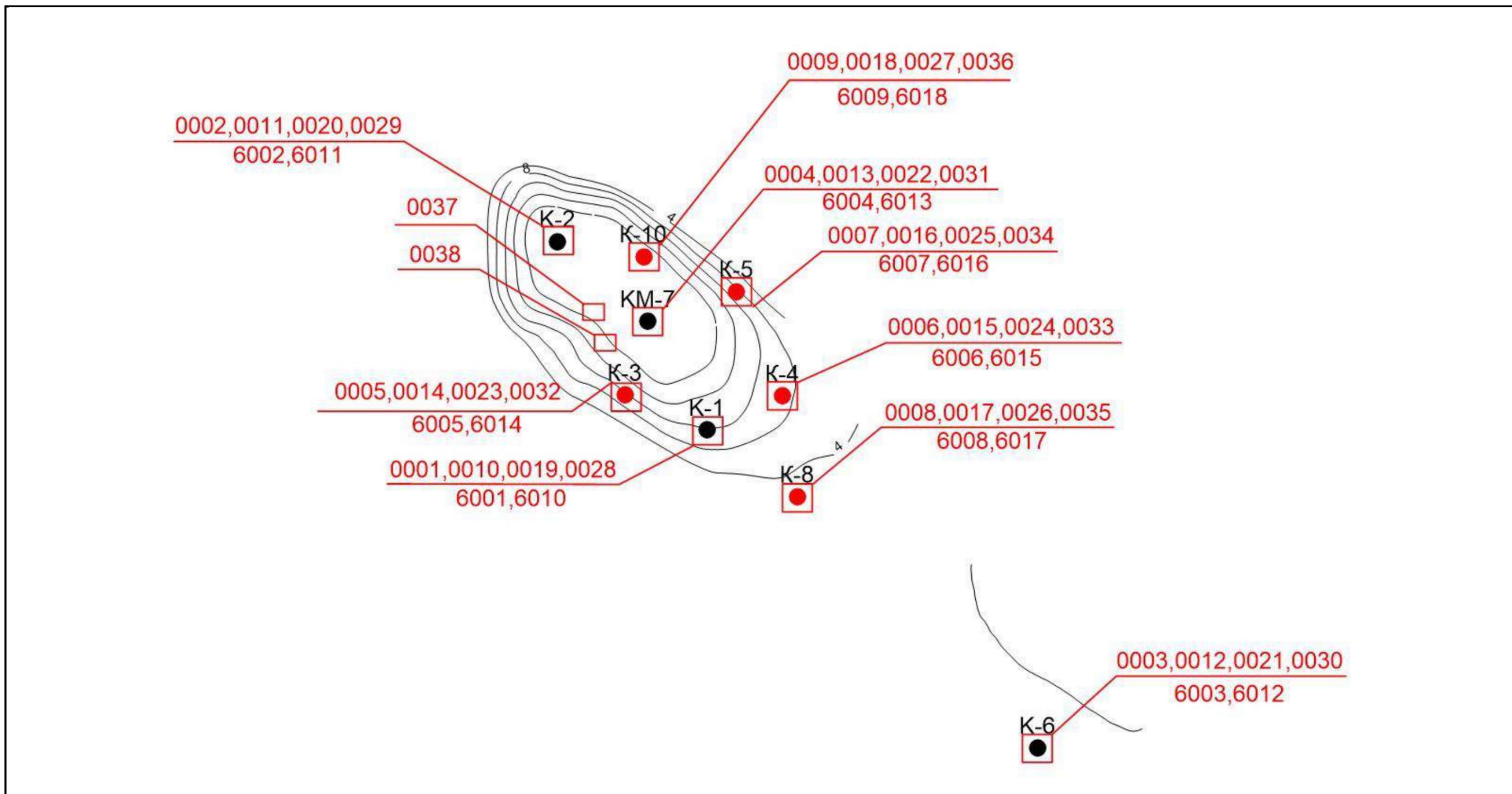
29. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности». Приложение №5. Приказ министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ – 13 от 11.02.2022 года.
30. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан №КР ДСМ-15 от 16.02.2022 года.
31. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан № КР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года.
32. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
33. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
34. «Гигиенические нормативы к безопасности окружающей среды (почве)», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 25.06.2015 № 452.
35. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
36. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
37. Статистические данные по Кызылординской области.

## **ПРИЛОЖЕНИЯ**

1. Приложение 1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу.
3. Приложение 3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
4. Приложение 4 - Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в виде карт-схем изолиний.
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз».

**ПРИЛОЖЕНИЕ 1**





Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Караколь

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 2**



### Расчеты выбросов загрязняющих веществ

#### Источники №№0001-0009. Печь подогрева УН-0,2

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	<b>Оксид углерода и метан:</b> $P_{CO} = 1.5 \cdot V \cdot 10^{-3};$ $P_{CH_4} = 1.5 \cdot V \cdot 10^{-3};$ <b>Диоксид азота:</b> $P_{NO_x} = V_r \cdot C_{NO_x}$			
Диаметр трубы	d	м	0,45				
Высота трубы	H	м	10				
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	25,0				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	208200				
Расход газа на печь	B	кг/час	27,15				
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,086				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8328				
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>							
				0,040725	0,0113	0,3392	
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год	
				0,0270	0,0075	0,2250	
					г/с	т/год	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					0,0060	0,1800	
Оксид азота (NO)					0,00098	0,0293	
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час							2268
V <sub>r</sub> - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: <b>V<sub>r</sub> = 7.84 * α * B * Э</b>				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек		
				319,3	0,0887		
α - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)							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> <b>C<sub>NO<sub>x</sub></sub> = 1.073(180+60b) * Q<sub>ф</sub> / Q<sub>p</sub> * α<sup>0.5</sup> * V<sub>cr</sub> / V<sub>r</sub> * 10<sup>-6</sup></b>							0,00008
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час <b>Q<sub>ф</sub> = 29.4 * Э * B / η</b>							1197,3
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				V <sub>cr</sub> / V <sub>r</sub>	0,83		
				Q <sub>ф</sub> / Q <sub>p</sub>	0,5279		
Средняя скорость газозвушной смеси, м/с <b>w = (4 * V<sub>r</sub>) / (3.14 * d<sup>2</sup>)</b>							0,5579

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 9 ед.



**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**

**Источник: 0010 - 0018**

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Наименование: **Дежурная горелка на площадке скважины. Месторождение Караколь.**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

**Расход газа на 1 дежурную горелку – 208200 м<sup>3</sup>/год**

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (СН <sub>4</sub> )	82.63	63.9016386	16.043	0.7162
Этан (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	6.2	8.98698001	30.07	1.3424
Пропан (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	4.57	9.7143535	44.097	1.9686
Бутан (С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	3.5	9.80645855	58.124	2.5948
Пентан (С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	1.6	5.56481839	72.151	3.2210268
Азот (N <sub>2</sub> )	1.5	2.02575092	28.016	1.2507

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3, (5)): 20.7448998

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: 1.086

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i \cdot [i]_o) = 1.264894$$

где  $(K_i)$  - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{ЗВ}$ , м/с (прил.6):

$$W_{ЗВ} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.264894 \cdot (30 + 273) / 20.7448998)^{0.5} = 393.2908149$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $V$ , м<sup>3</sup>/с: 0.00694

Скорость истечения смеси  $W_{ИСТ}$ , м/с (3):

$$W_{ИСТ} = 4 \cdot V / (p_i \cdot d^2) = 4 \cdot 0.00694 / (3.141592654 \cdot 0.1^2) = 0.883628244$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 \cdot V \cdot R_o = 1000 \cdot 0.00694 \cdot 1.086 = 7.53684$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к.  $W_{ИСТ} / W_{ЗВ} = 0.002246755 < 0.2$ , горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : 0.9984

Массовое содержание углерода  $[C]_M$ , % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum_{i=1}^N (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot 20.7448998) = 75.62726333$$

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[нег]_o$  - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной  $[нег]_o$  можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;



Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи  $M_i$ , г/с:

(1)

$$M_i = UB_i * G$$

где  $UB_i$  - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.1507
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0181
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0029
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0038
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0151

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{CO2}$ , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 7.5368400 * (3.67 * 0.9984000 * 75.6272633 + 0.0000000) - 0.1507368 - 0.0037684 - 0.0150737 = 20.71560566$$

$$7.5368400 * (3.67 * 0.9984000 * 75.6272633 + 0.0000000) - 0.1507368 - 0.0037684 - 0.0150737 = 20.71560566$$

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  $Q_{НГ}$ , ккал/м<sup>3</sup> (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 82.63 + 152 * 6.2 + 218 * 4.57 + 283 * 3.5 + 349 * 1.6 + 56 * 0 = 10552.425$$

где  $[CH2]_O$  - содержание метана, %;

$[C2H6]_O$  - содержание этана, %;

$[C3H8]_O$  - содержание пропана, %;

$[C4H10]_O$  - содержание бутана, %;

$[C5H12]_O$  - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения  $E$  (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.7448998)^{0.5} = 0.218623533$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_O$ , %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0$$

где  $A_O$  - атомная масса кислорода;

$x_i$  - количество атомов кислорода;

$M_O$  - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_O$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0) = 11.679136$$

где  $x$  - число атомов углерода;

$y$  - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси и природного газа  $V_{ПС}$ , м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (12):



$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 11.679136 = 12.679136$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{ПС}$ , ккал/(м<sup>3</sup> \* град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения  $T_{Г}$ , град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (10552.425 * (1 - 0.218623533) * 0.9984) / (12.679136 * 0.4) = 1653.183137$$

где  $T_O$  - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что  $1500 < T_O < 1800$ ,  $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения  $T_{Г}$ , град.С (10):

$$T_{Г} = T_O + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (10552.425 * (1 - 0.218623533) * 0.9984) / (12.679136 * 0.39) = 1694.803218$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_1$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.00694 * 12.679136 * (273 + 1694.803218) / 273 = 0.634261207$$

Длина факела  $L_{ФН}$ , м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 1.5 + 13 = 14.5$$

где  $h_{В}$  - высота факельной установки от уровня земли, м;

#### 5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_O$ )

Диаметр факела  $D_{Ф}$ , м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_O$ ), (м/с):

$$W_O = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.634261207 / 0.259^2 = 12.008046$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $\Pi_i$ , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * t * M_i$$

где  $t$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8328;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода)	0.1507	4.5192
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.0181	0.5423
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0029	0.0881
0410	Метан	0.0038	0.1130
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.0151	0.4519

Расчет выполнен на 1 дежурную горелку, всего 9 ед.



Источники №0019-0027. Накопительная емкость РГС V-50 м3

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	<b>№р</b>	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): <b><math>G_{т/год} = (Y_{оз} * B_{оз} + Y_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{ХР} * K_{НП}</math></b>			
Объем одного резервуара	<b>V</b>	50	м <sup>3</sup>				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	<b>B<sub>оз</sub></b>	4472,22222	т	Максимально-разовый выброс: <b><math>M = C_1 * K_p^{max} * V_c^{max} / 3600</math></b>			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	<b>B<sub>вл</sub></b>	4472,22222	т				
Высота	<b>h</b>	3	м				
Диаметр	<b>d</b>	0,15	м				
<b>Расчетные показатели:</b>							
Опытный коэффициент (приложение 8)				<b>K<sub>p</sub><sup>max</sup></b>	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				<b>V<sub>c</sub><sup>max</sup></b>	20	м <sup>3</sup> /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				<b>C<sub>1</sub></b>	665	г/м <sup>3</sup>	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				<b>Y<sub>оз</sub></b>	571	г/т	
				<b>Y<sub>вл</sub></b>	620		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				<b>G<sub>ХР</sub></b>	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				<b>K<sub>НП</sub></b>	0		
<b>Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара</b>							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				<b>0,3694</b>	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				<b>0,5326</b>	т/год		
<b>Наименование ЗВ</b>				<b>Масс.сод.</b>		<b>Количество выбросов</b>	
				<b>C<sub>i</sub>, % масс.</b>		<b>г/с      т/год</b>	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46		0,2677      0,3860	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8		0,0990      0,1427	
0602.Бензол				0,35		0,0013      0,0019	
0621.Метилбензол				0,22		0,0008      0,0012	
0616.Диметилбензол				0,11		0,0004      0,0006	
0333.Сероводород				0,06		0,0002      0,0003	
Объем выбросов всего				<b>0,0056</b>			
<b>V = V<sub>c</sub><sup>max</sup> / 3600</b>		м <sup>3</sup> /с		Средняя скорость газовой смеси		м/с <b>0,3145</b>	
				<b>w = (4 * V) / (3.14 * d<sup>2</sup>)</b>			

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 9 ед.



Источники №0028-0036. Автоналивная система налива нефти

Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	<b>№р</b>	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год} = (Y_{оз} * B_{оз} + Y_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{ХР} * K_{НП}$			
Объем одного резервуара	<b>V</b>	50	м <sup>3</sup>				
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	<b>B<sub>оз</sub></b>	4472,22222	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * K_p^{max} * V_c^{max} / 3600$			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	<b>B<sub>вл</sub></b>	4472,22222	т				
Высота	<b>h</b>	5	м				
Диаметр	<b>d</b>	0,15	м				
<b>Расчетные показатели:</b>							
Опытный коэффициент (приложение 8)				<b>K<sub>p</sub><sup>max</sup></b>	0,1		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				<b>V<sub>c</sub><sup>max</sup></b>	30	м <sup>3</sup> /час	
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				<b>C<sub>1</sub></b>	665	г/м <sup>3</sup>	
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				<b>Y<sub>оз</sub></b>	571	г/т	
				<b>Y<sub>вл</sub></b>	620		
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				<b>G<sub>ХР</sub></b>	0,27	т/год	
Опытный коэффициент (приложение 12)				<b>K<sub>НП</sub></b>	0		
<b>Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара</b>							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				<b>0,5542</b>	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				<b>0,5326</b>	т/год		
<b>Наименование ЗВ</b>				<b>Масс.сод.</b>		<b>Количество выбросов</b>	
				<b>C<sub>i</sub>, % масс.</b>		<b>г/с      т/год</b>	
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5				72,46		0,4015      0,3860	
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10				26,8		0,1485      0,1427	
0602.Бензол				0,35		0,0019      0,0019	
0621.Метилбензол				0,22		0,0012      0,0012	
0616.Диметилбензол				0,11		0,0006      0,0006	
0333.Сероводород				0,06		0,0003      0,0003	
Объем выбросов всего				<b>0,0083</b>			
<b>V = V<sub>c</sub><sup>max</sup> / 3600</b>		м <sup>3</sup> /с					
				Средняя скорость газовой смеси		<b>м/с      0,4718</b>	
				<b>w = (4*V) / (3.14*d<sup>2</sup>)</b>			

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 9 ед.



**Источники №0037. Печь подогрева УН-0,2 на ППН**

<b>Исходные данные:</b>				<b>Расчетные формулы:</b>			
Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,2	<b>Оксид углерода и метан:</b> $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$ ; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$ ; <b>Диоксид азота:</b> $P_{NO_x}=Vr \cdot C_{NO_x}$			
Диаметр трубы	d	м	0,45				
Высота трубы	H	м	10				
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	25,0				
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	208200				
Расход газа на печь	B	кг/час	27,15				
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,086				
Содержание серы		%	0				
Число горелок		шт.	1				
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0				
Время работы		час/год	8328				
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				кг/час	г/с	т/год	
				0,040725	0,0113	0,3392	
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год	
				0,0270	0,0075	0,2250	
					г/с	т/год	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					0,0060	0,1800	
Оксид азота (NO)					0,00098	0,0293	
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час							2268
V <sub>r</sub> - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: <b>V<sub>r</sub>=7.84*α*В*Э</b>				м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек		
				319,3	0,0887		
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)							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> <b>C<sub>NOx</sub>=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α<sup>0.5</sup>* Vcr/Vr*10<sup>-6</sup></b>							0,00008
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час <b>Qф=29.4*Э*В/n</b>							1197,3
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr			0,83
				Qф/Qp			0,5279
Средняя скорость газовоздушной смеси, м/с <b>w=(4*Vr)/(3.14*d<sup>2</sup>)</b>							0,5579

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 1 ед.



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 800 кВт.

Источник №0038

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<b>Исходные данные:</b>					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	800		
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	766,18		
1.3	Расход газа в час		м <sup>3</sup> /час	564,406393		
1.4	Расход газа за год		м <sup>3</sup> /год	4944200,0		
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5369,401		
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м <sup>3</sup>	1,086		
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	5,5		
1.9	Время работы в год	T	ч	8760		
2.	<b>Расчет:</b>					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e <sub>CO</sub> e <sub>NOx</sub> e <sub>CH</sub> e <sub>саж.</sub> e <sub>CH2O</sub> e <sub>бенз(а)пирен</sub>	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,76 5,4 3,6 0,040 0,01 0,0000007		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M <sub>CO</sub> M <sub>NO2</sub> M <sub>NO</sub> M <sub>CH</sub> M <sub>саж.</sub> M <sub>CH2O</sub> M <sub>бенз(а)пирен</sub>	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,76 * 800 (1/ 3600) * 5,4 * 800 * 0,8 (1/ 3600) * 5,4 * 800 * 0,13 (1/ 3600) * 3,6 * 800 (1/ 3600) * 0,040 * 800 (1/ 3600) * 0,01 * 800 (1/ 3600) * 0,0000007 * 800	<b>1,2800</b> <b>0,9600</b> <b>0,1560</b> <b>0,8000</b> <b>0,0089</b> <b>0,0022</b> <b>0,0000001</b>
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g <sub>co</sub> g <sub>NOx</sub> g <sub>CH</sub> g <sub>саж.</sub> g <sub>CH2O</sub> g <sub>бенз(а)пирен</sub>	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	24,0 22,5 15 0,17 0,04 0,0000028		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W <sub>CO</sub> W <sub>NO2</sub> W <sub>NO</sub> W <sub>CH</sub> W <sub>саж.</sub> W <sub>CH2O</sub> W <sub>бенз(а)пирен</sub>	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 24,0 * 5369,401 (1/ 1000) * 22,5 * 5369,401 * 0,8 (1/ 1000) * 22,5 * 5369,401 * 0,13 (1/ 1000) * 15 * 5369,401 (1/ 1000) * 0,17 * 5369,401 (1/ 1000) * 0,04 * 5369,401 (1/ 1000) * 0,0000028 * 5369,401	<b>128,8656</b> <b>96,6492</b> <b>15,7055</b> <b>80,5410</b> <b>0,8949</b> <b>0,2148</b> <b>0,0000148</b>
2.3	Объемный расход отработавших газов Q <sub>ог</sub> = G <sub>ог</sub> / γ <sub>ог</sub>	Q <sub>ог</sub>	м <sup>3</sup> /с		5,3449 / 0,3591	14,8855
2.4	Расход отработавших газов G <sub>ог</sub> = 8,72 * 10 <sup>-6</sup> * b <sub>э</sub> * P <sub>э</sub>	G <sub>ог</sub>	кг/с		8,72 * 1E-06 * 766,18 * 800	5,3449
2.5	Уд. вес отработавших газов γ <sub>ог</sub> = γ <sub>ог</sub> (при t=0°C) / (1 + T <sub>ог</sub> /273) уд. вес отработавших газов при темп-ре 0°C	γ <sub>ог</sub>	кг/м <sup>3</sup>		1,31 / (1 + 723 / 273)	0,3591
	температура отработавших газов	T <sub>ог</sub>	К			723
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4 * Q <sub>ог</sub> ) / (3,14 * d <sup>2</sup> )	w	м/с		(4 * 14,8855) / (3,14 * 0,04)	474,0607

Расчет выполнен на 1 ГПЭС.



Источник №6001-6009 - Насос перекачки нефти

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
<b>1. Исходные данные:</b>						
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	8328,0		
<b>2. Расчет:</b>						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,02 * 1 / 3,6$	<b>0,00556</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,00403
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,00149
0602	бензол		%	0,35		0,00002
0621	метилбензол		%	0,22		0,00001
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,000006
0333	сероводород		%	0,06		0,000003
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,02 * 1 * 8328,0 * 0,001$	<b>0,16656</b>
0415	углеводороды предельные C1-C5		%	72,46		0,12069
0416	углеводороды предельные C6-C10		%	26,8		0,04464
0602	бензол		%	0,35		0,00058
0621	метилбензол		%	0,22		0,00037
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11		0,00018
0333	сероводород		%	0,06		0,00010
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Расчет выполнен на 1 насос, всего - 9 ед.



**Источник №6010 - 6018 - Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины**

**Дренажная емкость**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	1	3	мг/с	1,33415
<b>0415. Углеводороды C1-C5</b>					<b>г/с</b>	<b>0,0013</b>
					<b>т/год</b>	<b>0,0421</b>

**Трехфазный сепаратор**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	6	12	мг/с	7,97190
<b>0415. Углеводороды C1-C5</b>					<b>г/с</b>	<b>0,0080</b>
					<b>т/год</b>	<b>0,2514</b>

**Газовый расширитель**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	3	10	мг/с	4,00795
<b>0415. Углеводороды C1-C5</b>					<b>г/с</b>	<b>0,0040</b>
					<b>т/год</b>	<b>0,1264</b>

**Узел учета нефти**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
<b>0415. Углеводороды C1-C5</b>					<b>г/с</b>	<b>0,0066</b>
					<b>т/год</b>	<b>0,2095</b>

**Узел учета газа**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	4	8	мг/с	5,31460
<b>0415. Углеводороды C1-C5</b>					<b>г/с</b>	<b>0,0053</b>
					<b>т/год</b>	<b>0,1676</b>

**Скважина**

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	5	10	мг/с	6,64325
<b>0415. Углеводороды C1-C5</b>					<b>г/с</b>	<b>0,0066</b>
					<b>т/год</b>	<b>0,2095</b>

Всего на источник:	г/с	т/год
<b>Углеводороды C1-C5</b>	<b>0,0319</b>	<b>1,0065</b>

### **ПРИЛОЖЕНИЕ 3**



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которм производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. /длина, ширина. /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0001	10	0.45	0.56	0.0890644	450	528	-738							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0002	10	0.45	0.56	0.0890644	450	-44	35							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0003	10	0.45	0.56	0.0890644	450	1873	-1915							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0004	10	0.45	0.56	0.0890644	450	392	-249							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0005	10	0.45	0.56	0.0890644	450	-93	-284							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0006	10	0.45	0.56	0.0890644	450	295	42							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0007	10	0.45	0.56	0.0890644	450	566	-287							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0008	10	0.45	0.56	0.0890644	450	1001	-583							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/макс. степ. очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8328	Печь подогрева УН-0,2	0009	10	0.45	0.56	0.0890644	450	566	-30							0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.006	178.411	0.18	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392	
001		Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0010	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	573	-746							0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192	
001		Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0011	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	-49	-3							0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192	
001		Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0012	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	1877	-1867							0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192	
001		Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0013	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	310	-296							0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192	
001		Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0014	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	11	-234							0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192	
001		Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0015	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	199	-11							0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которм производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. /длина, ширина. /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001	Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0016	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	467	-375									0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519	
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192	
																					0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881	
001	Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0017	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	1010	-674										0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519
																						0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192
																						0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113
																						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881
001	Дежурная горелка	1	8328	Дежурная горелка	0018	14.5	0.259	12.01	0.6327519	1694.8	570	-121										0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0151	172.013	0.4519
																						0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1507	1716.715	4.5192
																						0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113
																						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0181	206.188	0.5423
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0029	33.036	0.0881
001	Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0019	3	0.15	0.31	0.0054782	30	529	-656										0410	Метан (727*)	0.0038	43.288	0.113
																						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002	40.520	0.0003
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.099	20057.523	0.1427
																						0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019
001	Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0020	3	0.15	0.31	0.0054782	30	0	-34										0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006
																						0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012
																						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002	40.520	0.0003
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.099	20057.523	0.1427
001	Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0021	3	0.15	0.31	0.0054782	30	1783	-1835										0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006
																						0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012
																						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002	40.520	0.0003
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод- ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диаметр трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коэфф. обесп. газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ тах. степ. очистки%	Код вещ- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ	
		Наименование	Количес- тво ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год		
																										точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника
		емкость (РГС)			емкость (РГС)																					
001		Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0022	3	0.15	0.31	0.0054782	30	385	-327								0415	Дигидросульфид (518)	0.2677	54236.352	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.099	20057.523	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002	40.520	0.0003	
001		Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0023	3	0.15	0.31	0.0054782	30	-86	-202								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.099	20057.523	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002	40.520	0.0003	
001		Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0024	3	0.15	0.31	0.0054782	30	299	-44								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.099	20057.523	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0002	40.520	0.0003	
001		Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0025	3	0.15	0.31	0.0054782	30	567	-371								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.099	20057.523	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Годовое значение ПДВ	
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. /длина, ширина. площадного источника	г/с							мг/м3	т/год			
												X1	Y1											X2		Y2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001	Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0026	3	0.15	0.31	0.0054782	30	906	-668									0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012	
																					0333	Сероводород (	0.0002	40.520	0.0003	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.099	20057.523	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006	
	001	Накопительная емкость (РГС)	1	8328	Накопительная емкость (РГС)	0027	3	0.15	0.31	0.0054782	30	482	-78									0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012
																						0333	Сероводород (	0.0002	40.520	0.0003
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.2677	54236.352	0.386
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.099	20057.523	0.1427
																						0602	Бензол (64)	0.0013	263.382	0.0019
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0004	81.040	0.0006
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0028	5	0.15	0.47	0.0083056	30	614	-692									0621	Метилбензол (349)	0.0008	162.081	0.0012	
																					0333	Сероводород (	0.0003	40.089	0.0003	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4015	53653.063	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1485	19844.284	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006	
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0029	5	0.15	0.47	0.0083056	30	-32	-50									0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012	
																					0333	Сероводород (	0.0003	40.089	0.0003	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4015	53653.063	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1485	19844.284	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006	
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0030	5	0.15	0.47	0.0083056	30	1779	-1918									0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012	
																					0333	Сероводород (	0.0003	40.089	0.0003	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4015	53653.063	0.386	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1485	19844.284	0.1427	
																					0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год до-стиже-ния ПДВ
		Наименование	Колич. в ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0031	5	0.15	0.47	0.0083056	30	297	-342									0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0003	40.089	0.0003
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.4015	53653.063	0.386
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.1485	19844.284	0.1427
																					0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0032	5	0.15	0.47	0.0083056	30	3	-285									0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0003	40.089	0.0003
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.4015	53653.063	0.386
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.1485	19844.284	0.1427
																					0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0033	5	0.15	0.47	0.0083056	30	200	42									0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0003	40.089	0.0003
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.4015	53653.063	0.386
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.1485	19844.284	0.1427
																					0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0034	5	0.15	0.47	0.0083056	30	471	-284									0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0003	40.089	0.0003
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.4015	53653.063	0.386
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.1485	19844.284	0.1427
																					0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0035	5	0.15	0.47	0.0083056	30	910	-584									0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0003	40.089	0.0003
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.4015	53653.063	0.386
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.1485	19844.284	0.1427

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. /длина, ширина. /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Автоналивная система налива нефти	1	8328	Автоналивная система налива нефти	0036	5	0.15	0.47	0.0083056	30	521	-118				0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006
																0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003	40.089	0.0003
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4015	53653.063	0.386	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1485	19844.284	0.1427
																0602	Бензол (64)	0.0019	253.900	0.0019	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006	80.179	0.0006
																0621	Метилбензол (349)	0.0012	160.358	0.0012	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.006	178.411	0.18
																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00098	29.141	0.0293	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0113	336.008	0.3392
001	Печь подогрева УН-0,2 на ППН	1	8328	Печь подогрева УН-0,2 на ППН	0037	10	0.45	0.56	0.0890644	450	202	-318				0410	Метан (727*)	0.0113	336.008	0.3392	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.96	170.711	96.6492
																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	27.741	15.7055	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0089	1.583	0.8949
																0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.28	227.615	128.8656	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.00002	0.0000148
																1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0022	0.391	0.2148	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.8	142.260	80.541
																0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149		0.04464	0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058
001	Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	1	8760	Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	0038	5.5	0.2	474.1	14.893069	450	293	-391				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00006		0.00018	0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037
																0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069
																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	27.741	15.7055	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0089	1.583	0.8949
																0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.28	227.615	128.8656	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.00002	0.0000148
																1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0022	0.391	0.2148	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.8	142.260	80.541
																0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069
001	Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6001	2				30	592	-662	8	8		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149		0.04464	0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00006		0.00018	0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037
																0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069
																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	27.741	15.7055	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0089	1.583	0.8949
																0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.28	227.615	128.8656	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.00002	0.0000148
001	Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6002	2				30	25	31	8	8		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149		0.04464	0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00006		0.00018	0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037
																0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069
																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.156	27.741	15.7055	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0089	1.583	0.8949
																0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.28	227.615	128.8656	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000001	0.00002	0.0000148

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год. достижение ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. /длина, ширина. /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6003	2					30	1820	-1906	8	8					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00149		0.04464	
																				0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006		0.00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00403		0.12069	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00149		0.04464	
001	Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6004	2					30	340	-289	8	8					0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006		0.00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00403		0.12069	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00149		0.04464	
																				0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006		0.00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	
001	Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6006	2					30	209	-38	8	8					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.00403		0.12069	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.00149		0.04464	
																				0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006		0.00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	
001	Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6007	2					30	509	-329	8	8					0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. /длина, ширина. площадного источника	г/с							мг/м3	т/год		
												X1	Y1											X2	
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		Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6008	2	1			30	950	-656	8	8					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149		0.04464	
																				0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006		0.00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149		0.04464	
																				0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006		0.00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
001		Насос перекачки нефти	1	8328	Насос перекачки нефти	6009	2	1			30	517	-78	8	8					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003		0.0001	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00403		0.12069	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00149		0.04464	
																				0602	Бензол (64)	0.00002		0.00058	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000006		0.00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001		0.00037	
001		Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6010	2	1			30	572	-698	100	100					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	
001		Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6011	2	1			30	2	-4	100	100					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	
001		Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6012	2	1			30	1825	-1876	100	100					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	
001		Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6013	2	1			30	347	-297	100	100					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	
001		Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6014	2	1			30	-46	-243	100	100					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	
001		Неплотности	1	8760	Неплотности	6015	2	1			30	249	-4	100	100					0415	Смесь углеводородов	0.0319		1.0065	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

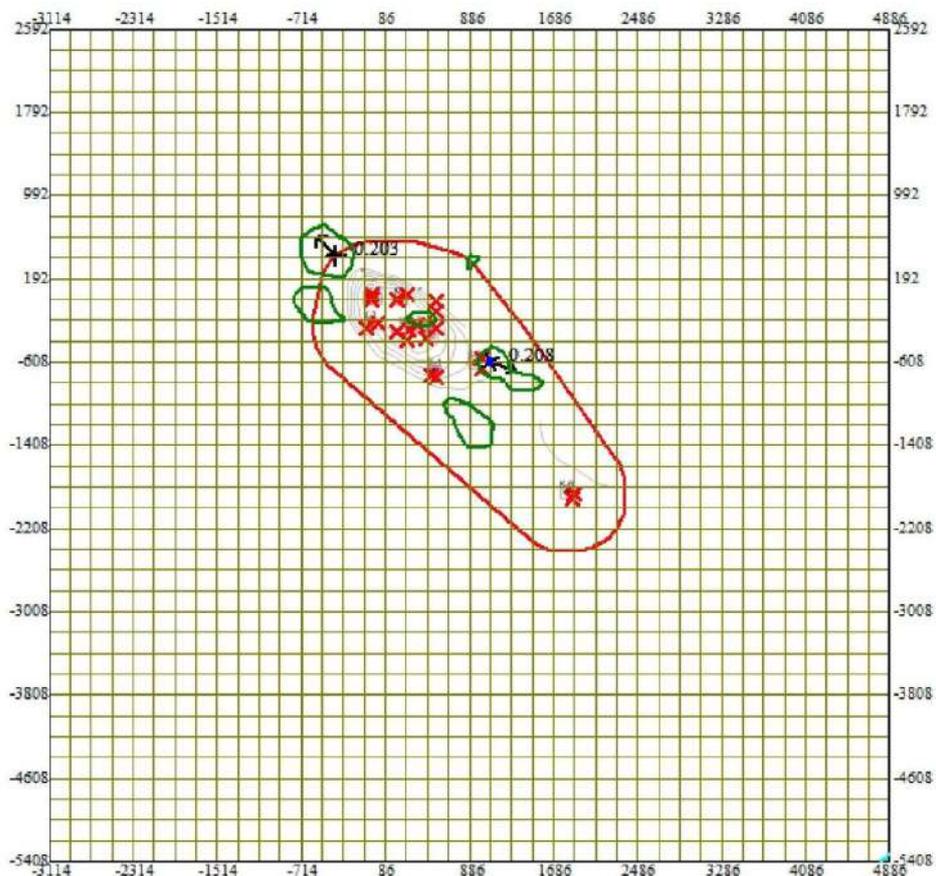
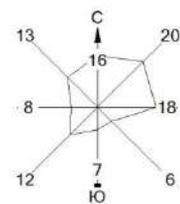
Караколь. Кристалл Менеджмент, Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/тах. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Годовое достижение ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6016	2				30	518	-330	100	100					0415	предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	
001		Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6017	2				30	954	-623	100	100					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	
001		Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	1	8760	Неплотности соединений (ЗРА и ФС) на площадке скважины	6018	2				30	521	-78	100	100					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0319		1.0065	

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4**



Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

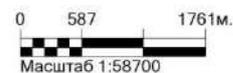


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

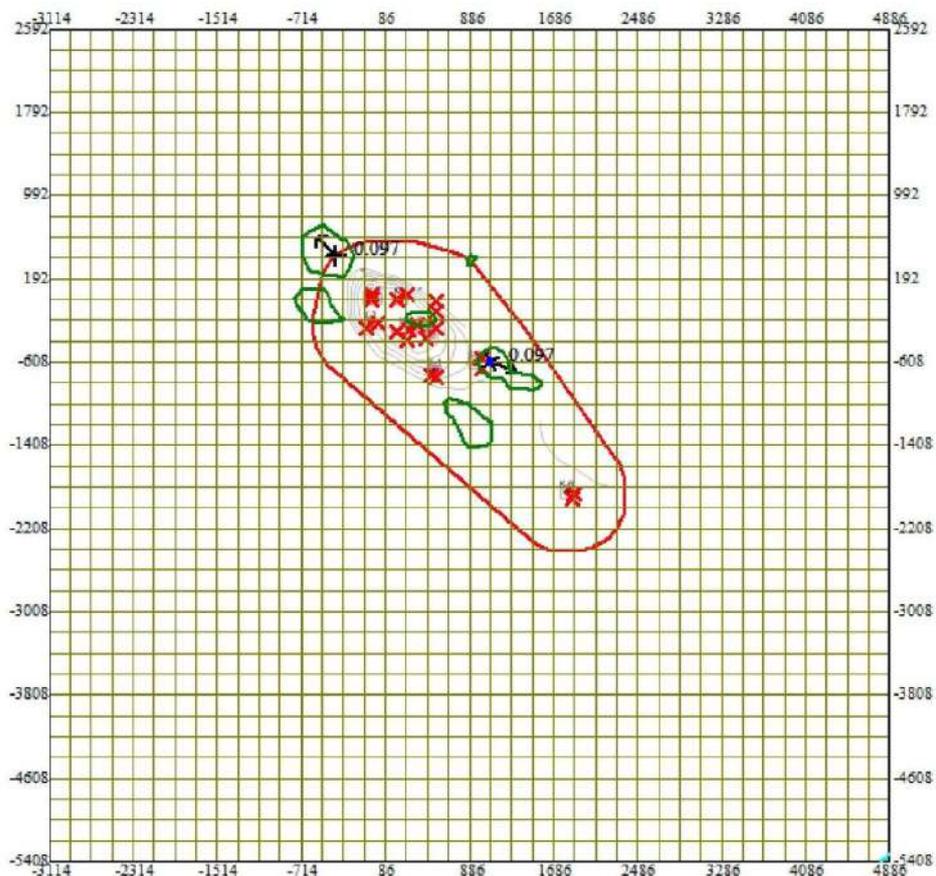
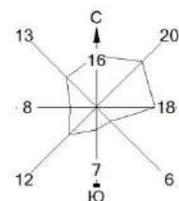
- 0.168 ПДК
- 0.199 ПДК
- 0.208 ПДК



Макс концентрация 0.2079356 ПДК достигается в точке  $x= 1086$   $y= -608$   
При опасном направлении  $289^\circ$  и опасной скорости ветра 1.13 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

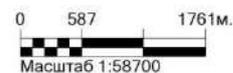


Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



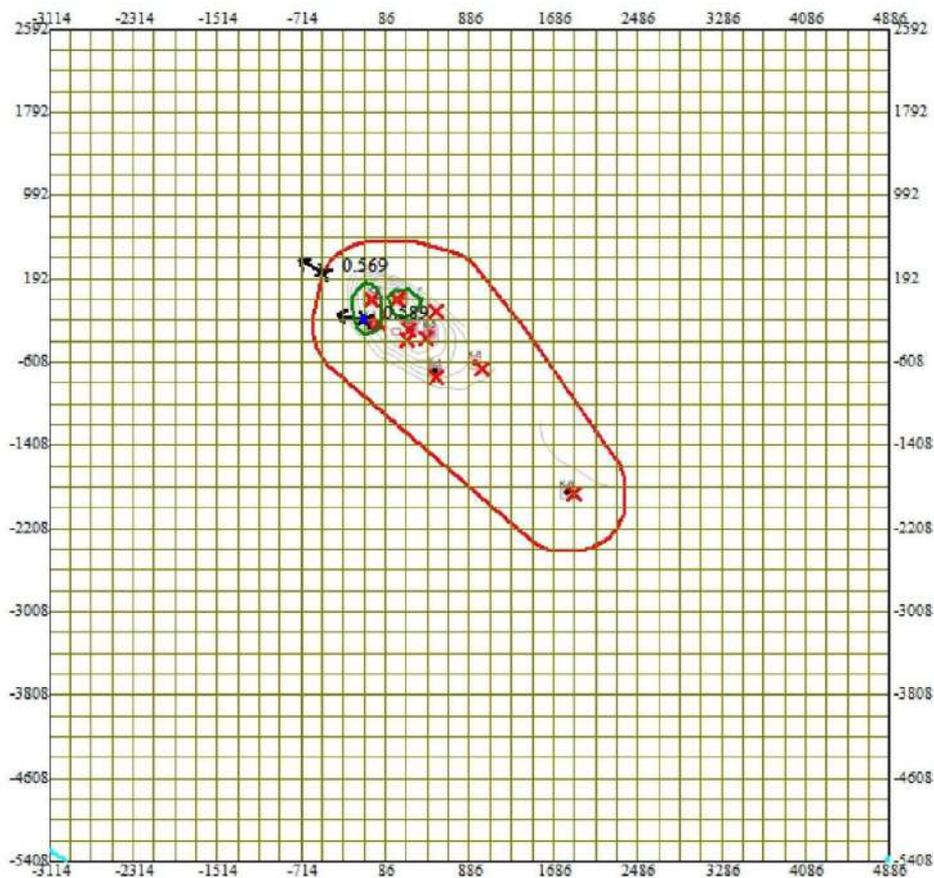
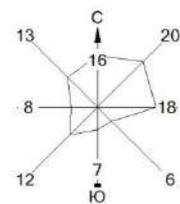
Условные обозначения:  
□ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
\* Максим. значение концентрации  
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
— 0.094 ПДК  
— 0.097 ПДК  
— 0.097 ПДК



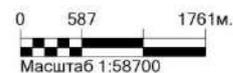
Макс концентрация 0.0973983 ПДК достигается в точке  $x= 1086$   $y= -608$   
При опасном направлении  $289^\circ$  и опасной скорости ветра  $1.13$  м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:  
[Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
[Blue arrow] Максим. значение концентрации  
[Red line] Расч. прямоугольник N 01

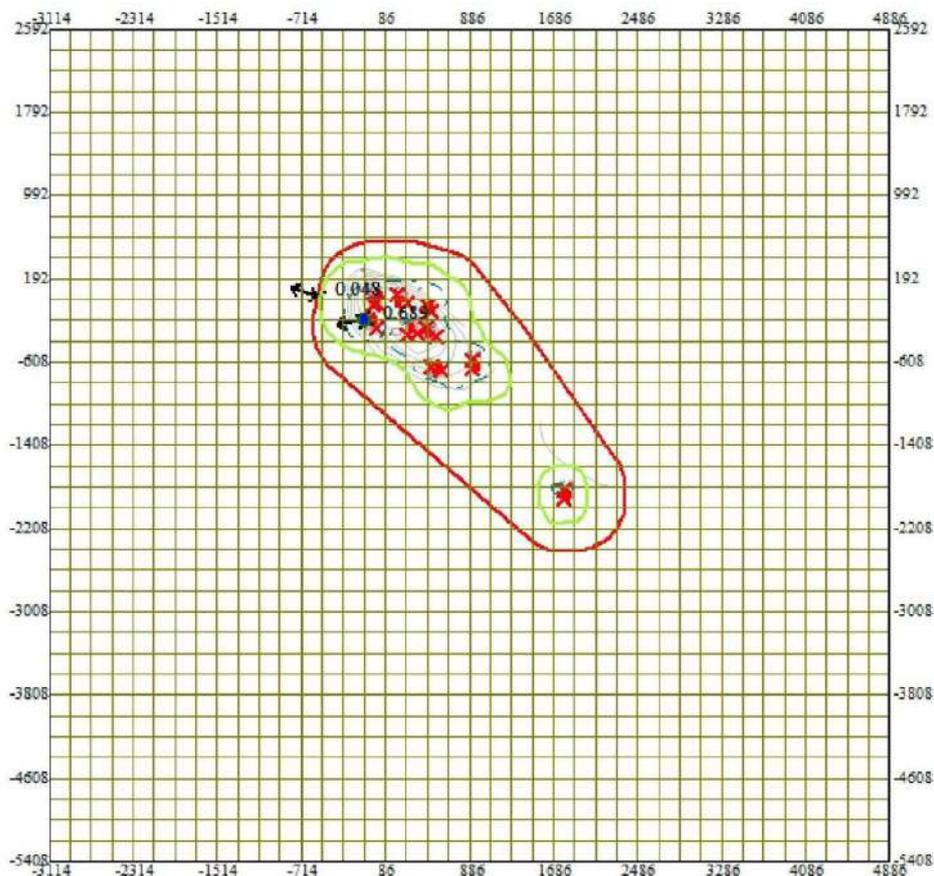
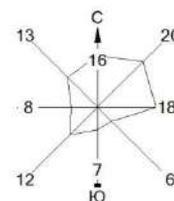
Изолинии в долях ПДК  
— 0.543 ПДК  
— 0.578 ПДК  
— 0.589 ПДК



Макс концентрация 0.5890703 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
При опасном направлении  $102^\circ$  и опасной скорости ветра 3.36 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

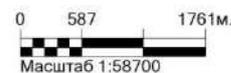


Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



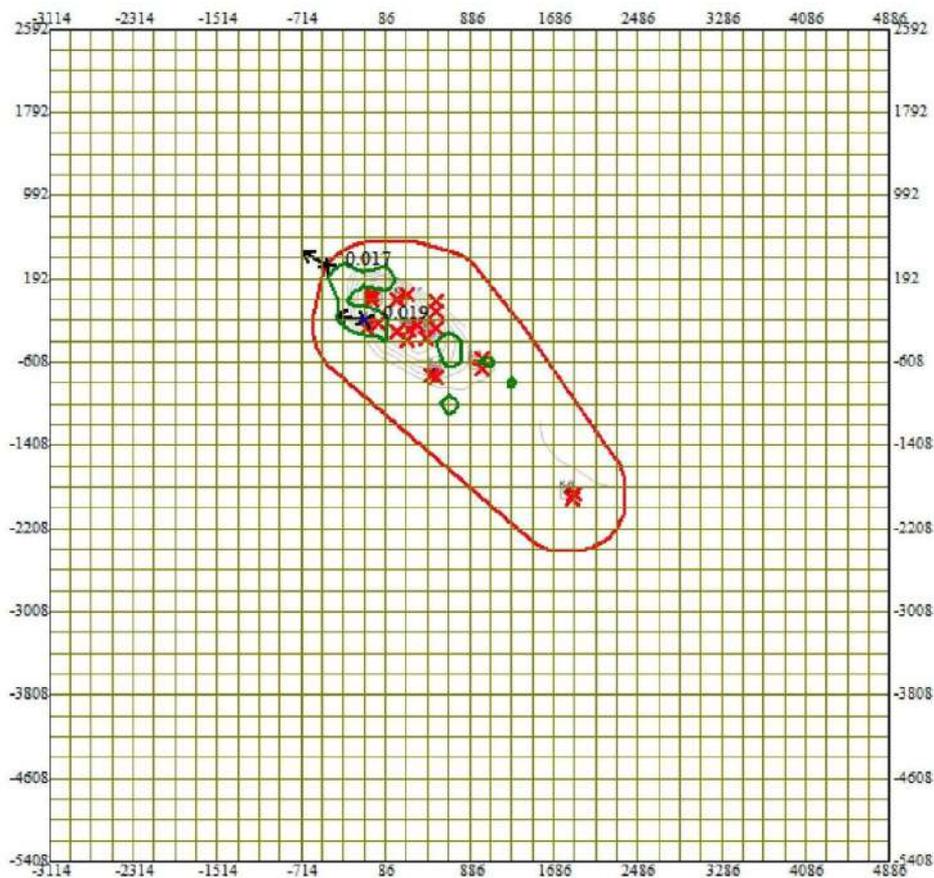
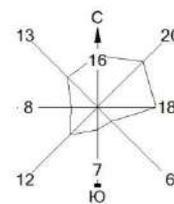
Условные обозначения:  
[Red box] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
[Red star] Максим. значение концентрации  
[Red line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
— 0.050 ПДК  
— 0.100 ПДК  
— 0.521 ПДК  
— 0.675 ПДК



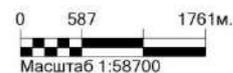
Макс концентрация 0.6886067 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
При опасном направлении  $78^\circ$  и опасной скорости ветра 0.71 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 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

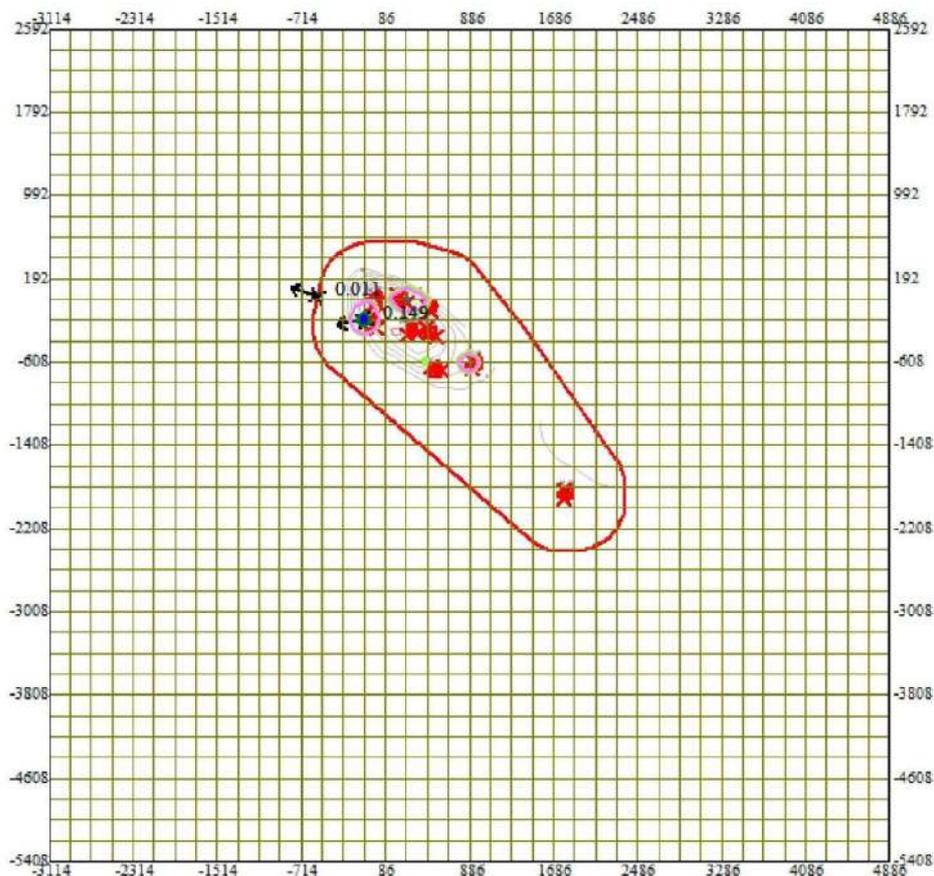
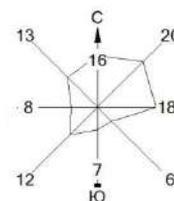
Изолинии в долях ПДК  
— 0.017 ПДК  
— 0.018 ПДК



Макс концентрация 0.0186141 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
При опасном направлении  $103^\circ$  и опасной скорости ветра 2.73 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

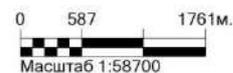


Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)



Условные обозначения:  
□ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
★ Максим. значение концентрации  
— Расч. прямоугольник N 01

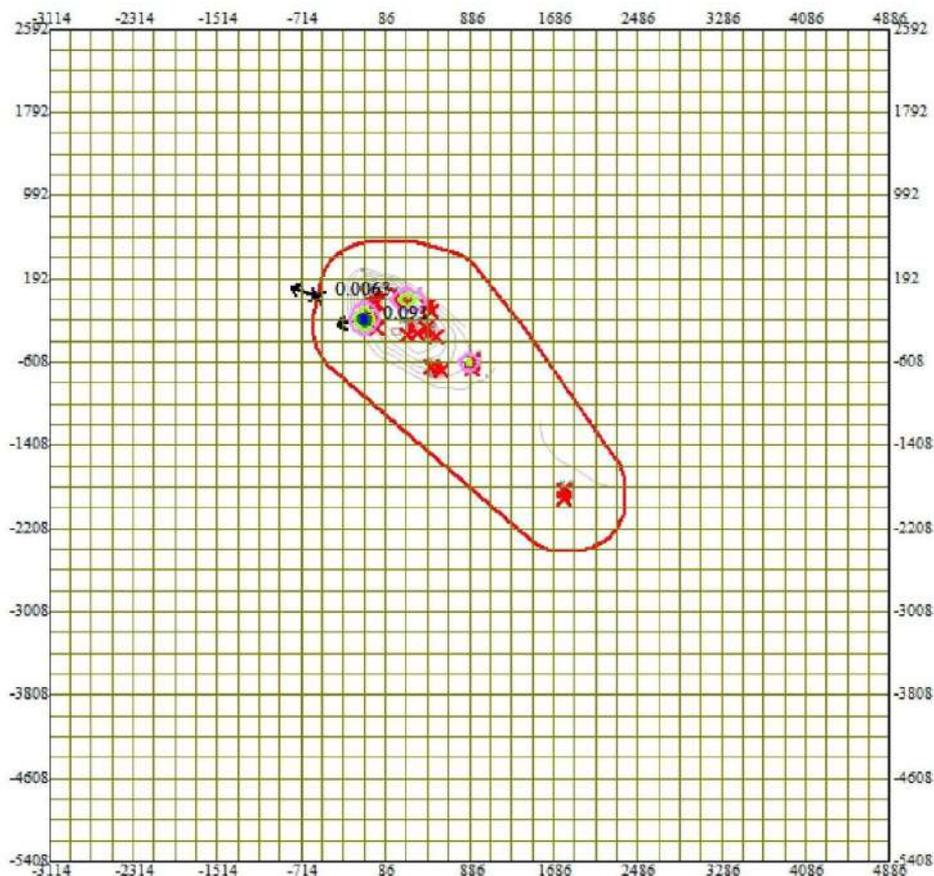
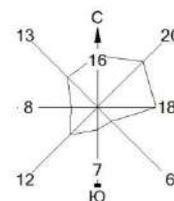
Изолинии в долях ПДК  
— 0.050 ПДК  
— 0.057 ПДК  
— 0.100 ПДК  
— 0.113 ПДК  
— 0.146 ПДК



Макс концентрация 0.1492288 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
При опасном направлении  $78^\circ$  и опасной скорости ветра 0.71 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 41\*41

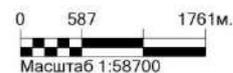


Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503\*)



Условные обозначения:  
[Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
[Black arrow] Максим. значение концентрации  
[Red line] Расч. прямоугольник N 01

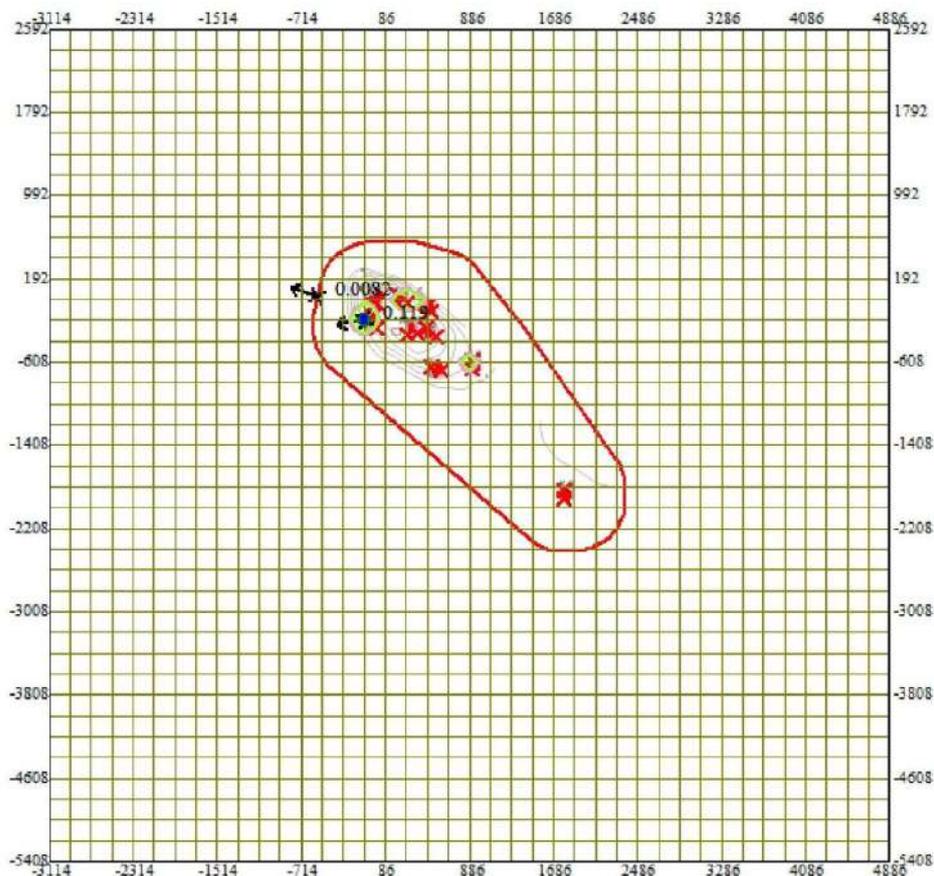
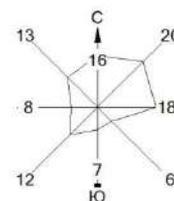
Изолинии в долях ПДК  
— 0.035 ПДК  
— 0.050 ПДК  
— 0.069 ПДК  
— 0.089 ПДК



Макс концентрация 0.0908967 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
При опасном направлении  $78^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.71$  м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$



Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0602 Бензол (64)

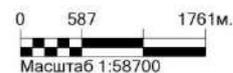


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- † Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

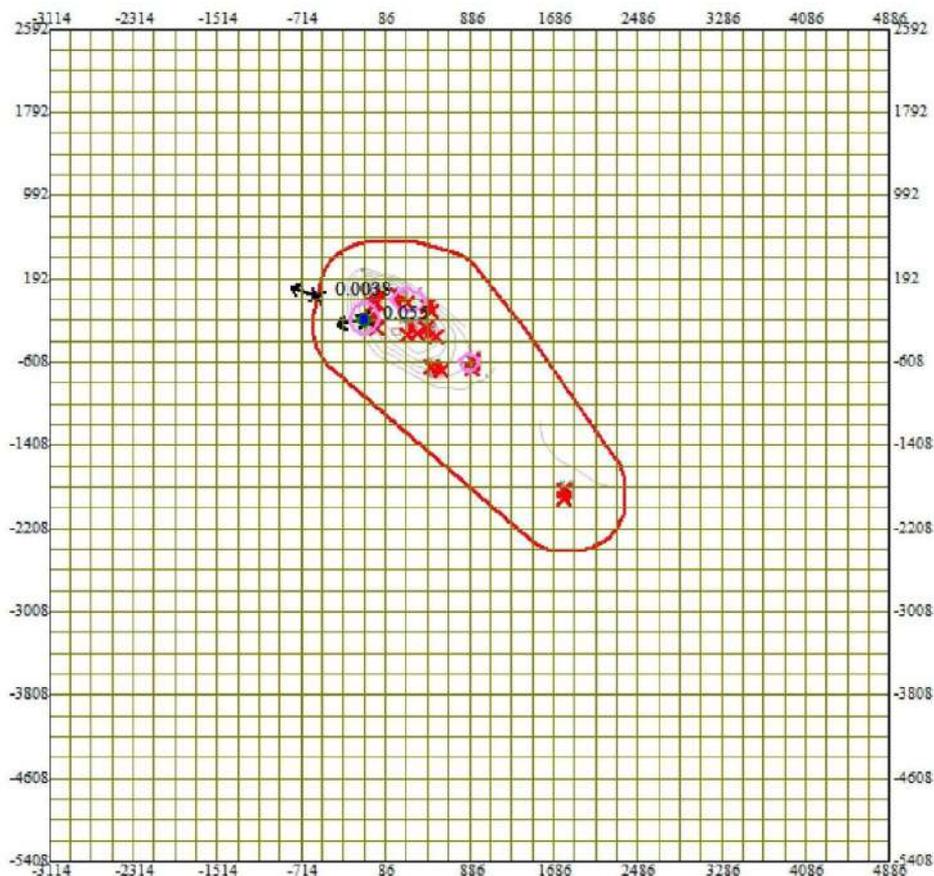
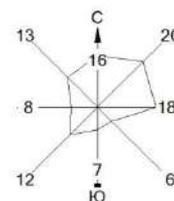
- 0.046 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.090 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.117 ПДК



Макс концентрация 0.1193182 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
 При опасном направлении  $78^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.71$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

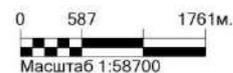


Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:  
[Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
[Red star] Максим. значение концентрации  
[Red line] Расч. прямоугольник N 01

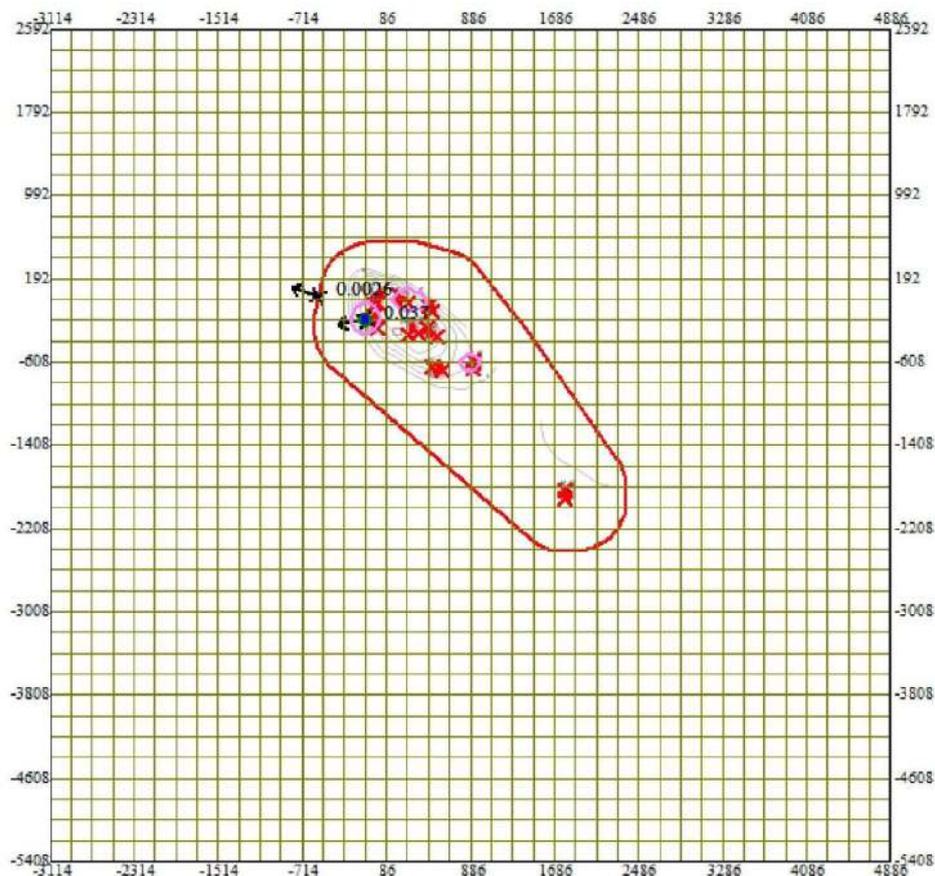
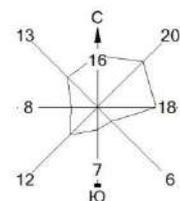
Изолинии в долях ПДК  
— 0.021 ПДК  
— 0.042 ПДК  
— 0.050 ПДК  
— 0.054 ПДК



Макс концентрация 0.0550885 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
При опасном направлении  $78^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.71$  м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

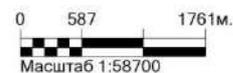


Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
0621 Метилбензол (349)



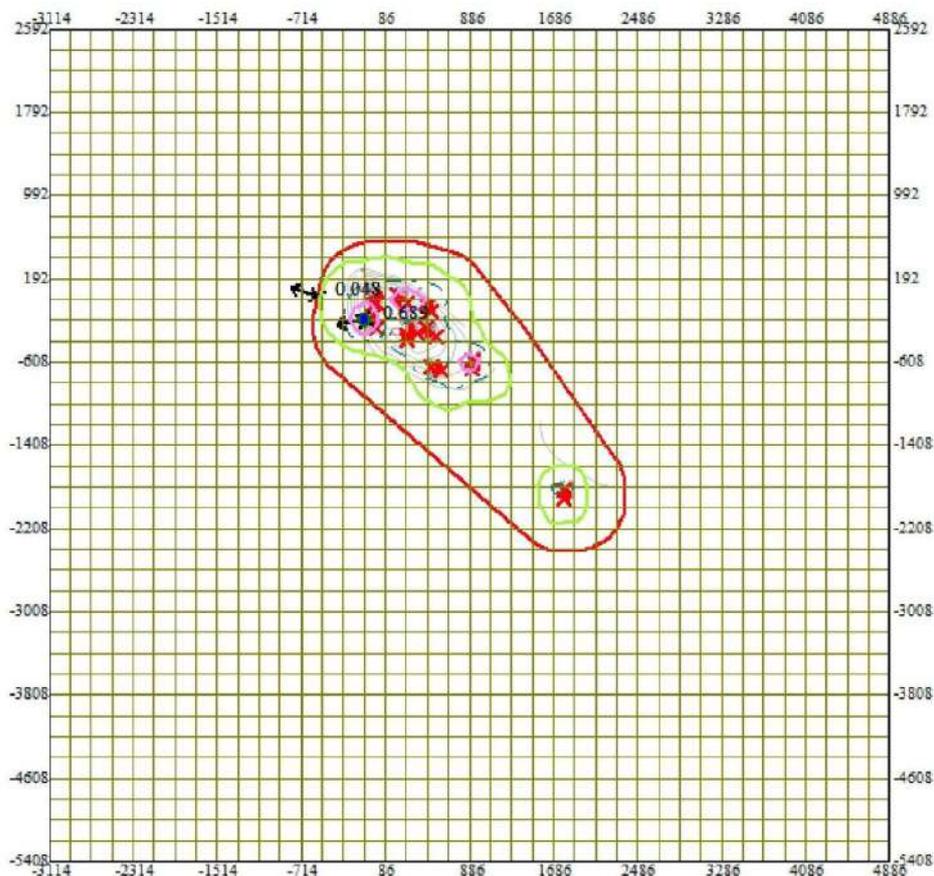
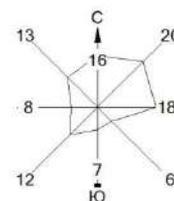
Условные обозначения:  
□ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
★ Максим. значение концентрации  
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
— 0.014 ПДК  
— 0.028 ПДК  
— 0.036 ПДК



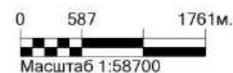
Макс концентрация 0.0367126 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
При опасном направлении  $78^\circ$  и опасной скорости ветра 0.71 м/с  
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 198 Караколь. Кристалл Менеджмент  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 2. 2023 год.  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 39 0333+1325



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  
 — 0.267 ПДК  
 — 0.530 ПДК  
 — 0.687 ПДК



Макс концентрация 0.688607 ПДК достигается в точке  $x = -114$   $y = -208$   
 При опасном направлении  $78^\circ$  и опасной скорости ветра 0.71 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$



**ПРИЛОЖЕНИЕ 5**



## ЛИЦЕНЗИЯ

**07.08.2007 года**

**01079P**

**Выдана** Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"  
130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А  
БИН: 970940000588  
(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие** **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**  
(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**  
(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание** **Неотчуждаемая, класс I**  
(отчуждаемость, класс разрешения)

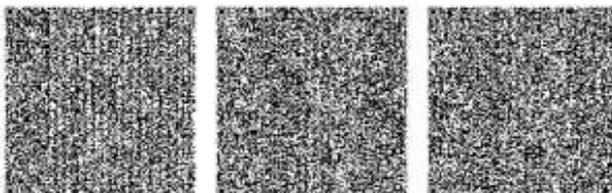
**Лицензиар** **Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**  
(полное наименование лицензиара)

**Руководитель (уполномоченное лицо)** -  
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** **07.08.2007**

**Срок действия лицензии**

**Место выдачи** **г.Нур-Султан**



**Дата перевода в электронный формат:** 21.10.2021

**Ф.И.О. подписавшего:** Абдуалиев Айдар Сейсенбекович



