



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ  
Вице-президент по капитальному  
строительству и внешним связям  
АО «ПККР»

  
" " \_\_\_\_\_  
2021 г.



УТВЕРЖДАЮ  
Президент  
ТОО «САУТС-ОЙЛ»

  
" " \_\_\_\_\_  
2021 г.



## ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ДОПОЛНЕНИЮ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮГО-ЗАПАДНЫЙ КАРАБУЛАК ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2021 ГОДА

договор № 2003004

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,  
д-р. техн. наук



  
О. С. Герштанский

Заместитель генерального директора  
по экологии



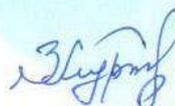
А. О. Дусенбаева

Директор департамента охраны недр и  
окружающей среды



Л. У. Ешбаева

Ответственный исполнитель,  
главный специалист



З. Ж. Мурталиев

Ақтау, 2021

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

### Список исполнителей

Подпись      Фамилия

Директор

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

Ответственный исполнитель,

Главный специалист

\_\_\_\_\_ З.Ж.Мурталиев  
(подпись)

Главный специалист

\_\_\_\_\_ Т.Ю.Мигунова  
(подпись)

Главный специалист

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

Старший специалист

\_\_\_\_\_ И.А.Саргожа  
(подпись)

Специалист

\_\_\_\_\_ Р.А.Чотанова  
(подпись)

Т.контроль

\_\_\_\_\_ Л.У.Ешбаева  
(подпись)



## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>5</b>
<b>1 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ</b> .....	<b>8</b>
1.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду .....	8
1.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	11
<b>2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ</b> .....	<b>14</b>
2.1 Общие сведения о месторождении .....	14
<b>3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ</b> .....	<b>16</b>
3.1 Выделение эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки .....	16
3.1.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов .	16
3.1.2 Обоснование расчётных вариантов и технологические показатели разработки .....	20
3.2 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин .....	28
3.3 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....	33
<b>4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА</b> .....	<b>39</b>
4.1 Климатическая характеристика.....	39
4.1.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей .....	45
4.2 Современное состояние атмосферного воздуха .....	47
4.3 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	50
4.4 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	53
4.5 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу .....	56
4.6 Предварительные предложения по установлению нормативов допустимых выбросов .....	60
4.7 Оценка воздействия на атмосферный воздух .....	84
4.8 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу.....	85
4.9 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) .....	86
4.10 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха .....	89
4.10.1 Рекомендации по проведению мониторинга атмосферного воздуха.....	90
<b>5. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОСТОЯНИЕ ВОД</b> .....	<b>92</b>
5.1 Поверхностные воды.....	92
5.2 Подземные воды .....	92
5.3 Современное состояние водных ресурсов на месторождении .....	106
5.4 Водопотребление и водоотведение .....	107
5.4.1 Существующая система водоснабжения и водоотведения на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак.....	107
5.4.2 Существующая система водоснабжения и водоотведения на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак .....	108
5.3 Оценка воздействия и анализ последствий возможного загрязнения подземных вод.....	109
5.4 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения .....	111
5.5 Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод .....	113
<b>6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА</b> .....	<b>115</b>
6.1 Геологическая характеристика месторождения .....	115
6.2 Свойства и состав нефти и газа .....	126
6.2.1 Свойства пластовой нефти .....	126
6.2.2 Свойства и состав дегазированной нефти .....	132
6.2.3 Состав и свойства растворённого газа.....	139
6.3 Оценка воздействия на недра .....	143
6.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	146
6.5 Рекомендации по изучению, контролю и оценки состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды).....	147
<b>7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ</b> .....	<b>148</b>
7.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления .....	149
7.1.1 Процедура управления отходами на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» .....	149
7.1.2 Процедура управления отходами на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ».....	156
7.2 Программа управления отходами .....	163
7.3 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления .....	164
7.4 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	167

<b>8. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....</b>	<b>168</b>
8.1 Акустическое воздействие.....	168
8.2 Вибрация .....	169
8.3 Электромагнитное излучение.....	170
8.4 Тепловое излучение.....	172
8.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений .	172
8.6 Радиационная безопасность.....	175
8.6.1 Характеристика радиационной обстановки на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак .....	176
8.6.2 Характеристика радиационной обстановки на территории ТОО «САУТС - ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак .....	177
<b>9. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ .....</b>	<b>178</b>
9.1 Характеристика почвенного покрова .....	178
9.2 Современное состояние почвенного покрова .....	184
9.2.1 Современное состояние почвенного покрова на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак .....	184
9.2.2 Современное состояние почвенного покрова на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак .....	185
9.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров.....	186
9.4 Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов .....	189
9.5 Предложения по организации мониторинга почвенного покрова .....	191
<b>10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ .....</b>	<b>193</b>
10.1 Растительный мир в районе расположения месторождения .....	193
10.1.1 Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу Казахстана .....	197
10.2 Характеристика воздействия на растительные сообщества .....	198
10.3 Оценка воздействия и мероприятия по снижению воздействия на растительность .....	200
10.4 Предложения по мониторингу растительного покрова .....	201
<b>11 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР .....</b>	<b>202</b>
11.1 Характеристика животного мира .....	202
11.1.1 Редкие и исчезающие виды .....	204
11.1.2 Миграции животных .....	205
11.2 Характеристика воздействия на фауну региона .....	207
11.3 Оценка воздействия и мероприятия по снижению вредного воздействия на животный мир .....	209
11.4 Предложения по мониторингу животного мира.....	210
<b>12 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА .....</b>	<b>212</b>
12.1 Социально-экономические условия.....	212
12.2 Социально – экономическое положение .....	213
12.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона .....	249
12.4 Оценка воздействия на культурно-бытовые, социально-экономические условия и здоровье населения....	252
<b>13 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА.....</b>	<b>254</b>
13.1 Общие понятия и определения.....	254
13.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду.....	255
13.3 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия .....	256
13.4 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий .....	260
13.5 Оценка экологического риска при буровых операциях .....	262
<b>14 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>266</b>
14.1 Общие положения .....	266
14.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности .....	267
<b>15 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....</b>	<b>270</b>
15.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду .....	270
15.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	273
<b>16 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ .....</b>	<b>275</b>
16.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников .....	275
16.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде.....	275

<b>17 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ .....</b>	<b>276</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....</b>	<b>279</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>282</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

В 2019 году был выполнен отчет «Проект разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» по состоянию на 01.04.2019 года» с метериалами Предварительной оценки воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) к нему по трёхстороннему договору № 1702105 между АО «НИПИнефтегаз», АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» (протокол ЦКРР 1/6 от 24.06.2020 г.). Основанием для составления Проекта явилось уточнение геологического строения месторождения в результате бурения новых скважин, выявление новых залежей горизонта PZ на территории двух недропользователей и нового продуктивного юрского горизонта Ю-I на территории АО «ПККР», увеличение геологических и извлекаемых запасов месторождения.

В 2021 году ТОО «НПЦ Турангео» выполнил «Прирост запасов нефти и растворённого газа месторождения Юго-Западный Карабулак. Отчет по приросту запасов УВС выполнен только по северной части месторождения, расположенной на контрактной территории АО «ПККР».

В связи с этим, настоящее «Дополнение к проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.01.2021 года» разработано с использованием предоставленных текущих данных от АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» и с учетом материалов вошедших в «Прирост запасов нефти и растворённого газа» выполненного ТОО «НПЦ Турангео».

В настоящем «Дополнении к проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак...» приведена геолого-физическая характеристика месторождения с учетом новых данных, проведена геолого-промысловая и технико-экономическая основа для проектирования, характеристика текущего (на 01.01.2021 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 Дополнению к Проекту разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.01.2021 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Юго-Западный Карабулак, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения «Отчета о возможных воздействиях...» к Дополнению 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 Юго-Западный Карабулак за 2020-2021 годы, 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 проект 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**

Нефтяное месторождение Юго-Западный Карабулак было открыто в 2012 году.

Месторождение Юго-Западный Карабулак расположено в северо-западной части Арыскупского прогиба в пределах контрактных территорий АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» (северная часть месторождения) и ТОО «САУТС-ОЙЛ» (южная часть месторождения).

На месторождении Юго-Западный Карабулак добычу углеводородного сырья осуществляют ТОО «САУТС-ОЙЛ» согласно контракту №3887-УВС от 19.02.2013 года и АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» согласно контракту №3939-УВС от 12.08.2013 года. Срок действия лицензии на добычу на месторождении Юго-Западный Карабулак контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» истекает в 2038 году, на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» срок действия лицензии на добычу истекает в 2035 году.

В административном отношении месторождение Юго-Западный Карабулак расположено в Улытауском районе Карагандинской области Республики Казахстан.

В географическом отношении площадь месторождения расположена в южной части Тургайской низменности, в северо-западной части Арыскупского прогиба.

Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 190 км), г. Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж/д станция Жосалы (к юго-западу 160 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км).

Нефтепровод Кумколь-Каракойын врезан в магистральный нефтепровод на участке «Павлодар-Шымкент». Рядом с месторождением Юго-Западный Карабулак проходит нефтепровод «Кенкияк-Кумколь». Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

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

На рисунке 2.1.1 представлена обзорная карта расположения месторождения Юго-Западный Карабулак.

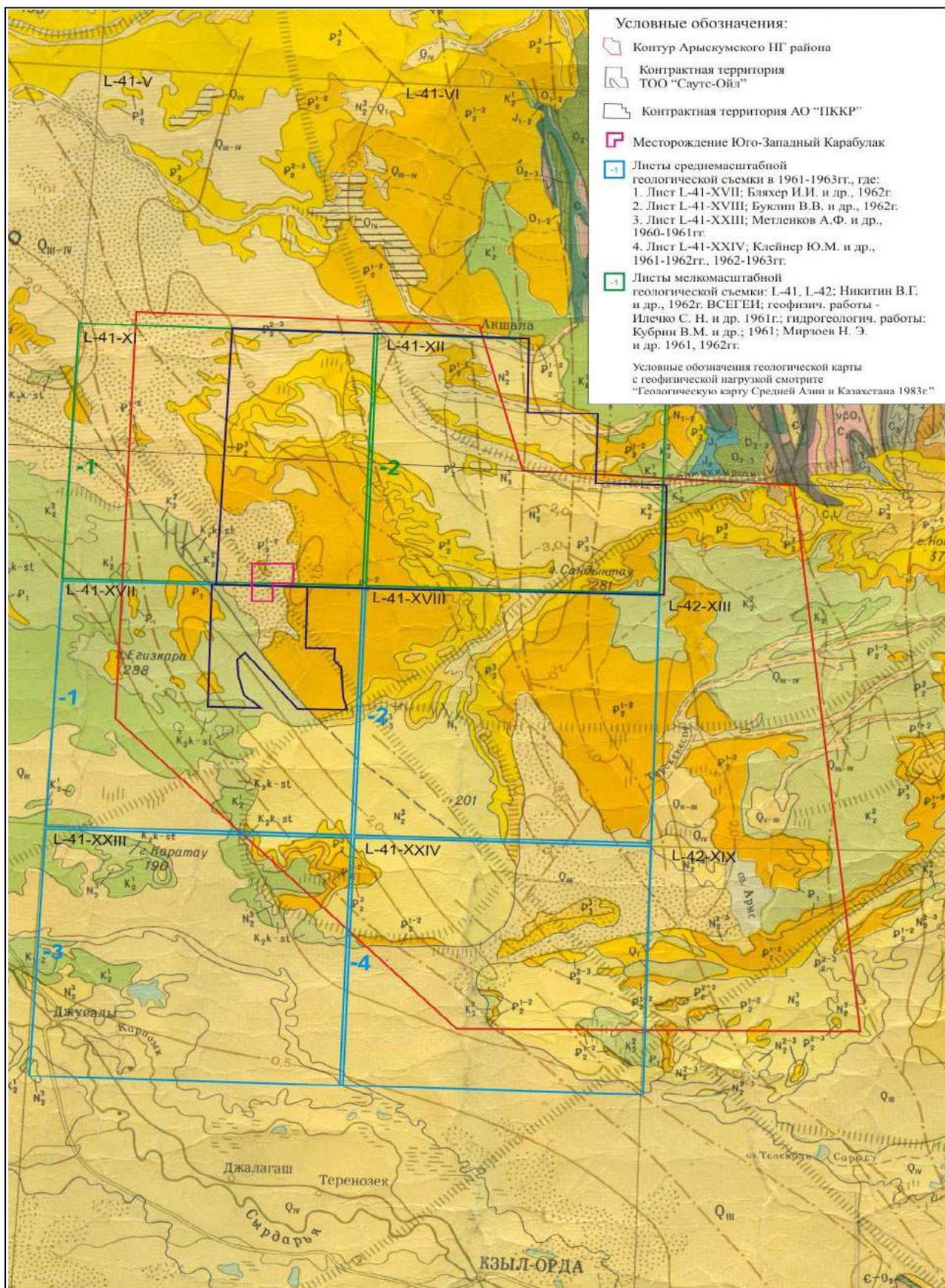


Рисунок 2.1.1 - Обзорная карта расположения месторождения Юго-Западный Карабулак.

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

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

##### 3.1.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов по геолого-физическим характеристикам пластов

Согласно «Проекта разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» по состоянию на 01.04.2019 года» было выделено четыре объекта разработки:

- **I основной объект разработки** (основная залежь горизонта М-II);
- **II объект разработки** (обособленная залежь горизонта М-II в районе скважин ЗК-1 и залежь горизонта PZ в районе скважины ЗК-19);
- **III возвратный объект разработки** (залежь горизонта Ю-I);
- **IV возвратный объект разработки** (залежь горизонта PZ).

По результатам бурения новых скважин на месторождении по состоянию на 01.01.21 г. выявлена новая залежь углеводородов в горизонте М-II в районе скважины ЗК-10, оценённые по категории С<sub>1</sub>, и по продуктивному горизонту PZ по категории С<sub>2</sub>.

Таким образом, по состоянию на 01.01.2021 г. промышленная нефтегазоносность на месторождении Юго-Западный Карабулак установлена в отложениях арыскупского горизонта нижнего неокома (горизонта М-II), кумкольской свиты верхней юры (горизонта Ю-I) и нижнего карбона (горизонта PZ). Запасы нефти Ю-I горизонта по промышленной категории С<sub>1</sub>. Породы-коллекторы, слагающие арыскупский продуктивный горизонт нижнего мела (М-II), представлены алевритами, песчаниками и гравелитами, коллектор терригенный. Коллекторы горизонта PZ представлены известняками, коллектор – карбонатный.

Распределение геологических запасов нефти по категориям В, С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub> в процентном соотношении по горизонтам показано в таблице 3.1.1.1.

**Таблица 3.1.1.1 – Распределение геологических запасов нефти по горизонтам**

Горизонт	Залежь, район скв.	Категории запасов нефти							
		В		C <sub>1</sub>		C <sub>2</sub>		ИТОГО	
		тыс.т	%	тыс.т	%	тыс.т	%	тыс.т	%
<i>Контрактная территория АО «ПККР»</i>									
М-П	основная залежь + район скв. ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15	5913	34,18	368	2,13	-	-	6281	36,30
М-П+PZ	р-н скв. ЗК-1 и ЗК-19	-	-	1528	8,83	190	0,49	1718	9,93
Ю-И	основная залежь	-	-	186	1,08	-	-	186	1,08
PZ	р-н скв. ЗК-2, 14, 54	-	-	111	0,64	8	0,05	119	0,69
<i>Контрактная территория ТОО «СО»</i>									
М-П	основная залежь	8913	51,52	-	-	-	-	8913	51,52
PZ	р-н скв. ЮК-25 и скв. ЮК-35, -37, -44	-	-	84	0,49	-	-	84	0,49
<b>Всего</b>		<b>14826</b>	<b>85,69</b>	<b>2277</b>	<b>13,16</b>	<b>198</b>	<b>1,14</b>	<b>17301</b>	<b>100,0</b>

Как видно из таблицы 3.1.1.1, почти все запасы нефти месторождения (87,8 %), сосредоточены в основной залежи горизонта М-П, 9,9 % – в обособленной залежи нефти в районе скважины ЗК-1 горизонта М-П и залежи в районе скважины ЗК-19 горизонта PZ, 1,1 % – в залежи горизонта Ю-И и 1,18 % – в нефтяных залежах горизонта PZ.

По состоянию на 01.01.2021 г. основная залежь горизонта М-П обеспечила 98,6 % (5419,2 тыс.т) добычи нефти в целом по месторождению и разрабатывается 90 % (63 ед. из 70 ед.) действующих добывающих скважин месторождения.

Нефти горизонтов М-П, Ю-И и PZ и различаются по физико-химическим свойствам (вязкости, давлению насыщения) и газосодержанию.

В соответствии с «Едиными правилами...» (п. 108-110) выделение на месторождениях эксплуатационных объектов решается с учетом геолого-физических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи. В результате допускается выделение одного, двух и более объектов. В единые объекты эксплуатации объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений. При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород.

На основании вышеизложенного, учитывая геолого-физические критерии, такие как: толщина продуктивного разреза, количество установленных залежей, положение в плане контуров нефтеносности и газоносности, гидродинамическая связанность различных частей разреза, физические свойства коллекторов и насыщающих их флюидов, а также характер изменения этих параметров по площади и разрезу, степень изученности залежей и величины

геологических запасов по промышленным категориям В и С<sub>1</sub>, выделены четыре объекта разработки: два основных и два возвратных.

**I объект** – основная нефтяная залежь горизонта М-II на территории двух недропользователей и залежь в районе скважины ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15 на территории АО «ПККР», геологические запасы составляют 87,8 % запасов в целом по месторождению.

**II объект** – объединяет нефтяную залежь горизонта М-II в районе скважин ЗК-1 и нефтяную залежь горизонта PZ в районе скважины ЗК-19 на территории АО «ПККР». В структурном плане залежи по данным горизонтам являются единым поднятием, гидродинамически связаны и имеют единый ВНК.

**III объект** – возвратный – нефтяная залежь горизонта Ю-I (на территории АО «ПККР»).

**IV объект** – возвратный – нефтяные залежи горизонта PZ (в районе скважин ЗК-2, -14, -54 – на территории АО «ПККР»).

Исходные геолого-физические характеристики выделенных объектов приняты на основании анализа имеющегося геолого-промыслового материала, полученного за период разработки месторождения Юго-Западный Карабулак и представлены в таблице 3.1.1.2.

**Таблица 3.1.1.2 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки**

Параметры	Объект разработки (горизонт, залежь)			
	I	II	III	IV
1	2	3	4	5
Средняя глубина залегания, м	-1337,5	-1326,2	-1457	-1421,2
Тип залежи	пластовая сводовая	пластово-массивная	полусводовая, литологически-экранированная	литологически экранир.
Тип коллектора	поровый	поровый	поровый	каверново-трещинный
Площадь нефтеносности по категории В и С <sub>1</sub> , тыс.м <sup>2</sup>	17741	3517	1311	882
Средняя общая толщина, м	29,9	29,3	15,2	11,7
Средняя эффект. толщина, м	20,9	24,9	9,7	6,1
Средняя эффект. толщина, м, в т.ч. ЧНЗ	17,8	11,4	3,8	10,4
ВНЗ	24,5	27,9	12,7	3,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	17,0	10,7	3,4	5,2
Средняя пористость, д.ед.	0,18	0,19	0,23	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,6	0,53	0,52	0,58
Средняя проницаемость по керну, мкм <sup>2</sup>	0,268	0,01	-	-
Доля коллектора, д.ед.	0,690	0,808	0,808	0,877
Коэффициент расчлененности	4,7	3,6	2,5	2
Пластовая температура, °С	56	55	60	58,8
Начальное пластовое давление, МПа	14,8	14,4	15,6	14,2
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	0,93	1,374	0,349	1,31
Плотность нефти в пласт. условиях, т/м <sup>3</sup>	0,73	0,742	0,651	0,741
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,798	0,784	0,815	0,806
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,22	1,17	1,626	1,124
Содержание серы в нефти, %	0,139	0,069	0,2	0,2
Содержание парафина в нефти, %	4	5,28	5,2	3,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,16	1,09	12,12	1,57
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	76,87	48,45	225,3	43,73
Плотность воды в пласт. условиях, г/см <sup>3</sup>	1,048	1,048	1,048	1,048
Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /сут*МПа	204,5	8,57	2,65	23,85
Средняя приёмистость, м <sup>3</sup> /сут*МПа	283	-	-	-
Коэффициент вытесн. нефти водой, д.ед.	0,578	0,654	-	-
Начальные геологич. запасы нефти по категории В, тыс.т	14826	-	-	-
Начальные геологич. запасы нефти по категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> , тыс.т	368/-	1528/-	186/-	195/8
Начальные геол. запасы нефти категории В и С <sub>1</sub> в % соотношении	88,6	9,1	1,1	1,2
Начальные извлекаемые запасы нефти по категории В, тыс.т	7087	-	-	-
Начальные извлекаемые запасы нефти по категории С <sub>1</sub> /С <sub>2</sub> , тыс.т	180/-	228/-	53/-	56/2
Утверждённый КИН, д.ед.	0,485	0,149	0,281	0,291

### **3.1.2 Обоснование расчётных вариантов и технологические показатели разработки**

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводили, исходя из анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа. Для выделенных объектов эксплуатации выбор расчетных вариантов разработки выполнен с учётом текущего состояния разработки, геолого-гидродинамической характеристики пластовой системы продуктивных горизонтов, потенциала текущей пластовой энергии, необходимости поддержания пластового давления и других параметров системы разработки для достижения утвержденных КИН. Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения, с учетом стадии и срока разработки, уточнения геологического строения, прироста запасов, а также на основании реализуемого на месторождении варианта разработки согласно ПР были рассмотрены 2 варианта:

- *для I объекта разработки (основной залежи горизонта М-II, с приростом запасов в районе скв. ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15, далее основной горизонт М-II),* содержащего основные 87,8 % геологических запасов нефти месторождения были рассмотрены два варианта, в которых предусматривается продолжение системы ППД, путем приконтурного заводнения, пересмотр уплотнения сетки скважин посредством дополнительного бурения и ввода в эксплуатацию добывающих скважин, а также усиление ППД путем перевода добывающих скважин в нагнетательный фонд.
- *для II объекта (обособленной залежи в р-не ЗК-1 горизонта М-II+PZ на территории АО «ПККР»)* предлагается один вариант;
- *для III (горизонта Ю-I) – возвратного объекта разработки,* содержащего 1,1 % (186 тыс.т) геологических запасов нефти месторождения рассмотрен один вариант на естественном режиме истощения пластовой энергии;
- *для IV (горизонта PZ) – возвратного объекта разработки,* содержащего 1,2 % (203 тыс.т) геологических запасов нефти месторождения рассмотрен один вариант на естественном режиме истощения пластовой энергии.

Таким образом, для месторождения в целом, с учетом различной стадии разработки выделенных 4-х объектов, были рассмотрены следующие 2 варианта разработки, отличающиеся плотностью сетки скважин, темпом ввода добывающих скважин в эксплуатацию по 1 основному объекту разработки.

Ниже приведены особенности каждого варианта.

**Вариант 1 – рекомендуемый**

**Для I объекта (основной залежи горизонта М-II+ район скв. ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15)** предусматривается продолжение разработки реализации существующей системы разработки с использованием действующего пробуренного фонда скважин по состоянию на 01.01.2021 г. с уплотнением сетки скважин посредством дополнительного бурения и ввода в эксплуатацию 13 добывающих скважин и перевода 12 добывающих скважин в нагнетательный фонд.

**I – основной объект разработки (основной горизонт М-II с приростом запасов в районе скважин ЗК-10, ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15.)**

С целью увеличения извлечения нефти для **I – основного объекта разработки** принят вариант, предусматривающий приконтурное заводнение, плотность сетки 25 га/скв (~500 x 500 м).

Таким образом, 1 вариант предусматривает:

- бурение 7-ми добывающих скважин, в т.ч. 4-х – на контрактной территории АО «ПКР» и 3 – на территории ТОО «СО» и ввод их в эксплуатацию.
- после отработки на нефть предусмотрен перевод 17-ти добывающих скважин:
  - 9 скважин в нагнетательный фонд:
    - 3-х скважин (ЮК-16, -27, -42) из действующего добывающего фонда и 4-х скважин (ЮК-9, -11, -14, -41) – из наблюдательного в нагнетательный фонд – на территории ТОО «СО».
    - 2 скважины – на территории АО «ПКР».
  - 8-ми скважин на нижезалегающие горизонты:
    - 2-х скважин (ЗК-2 и ЗК-14) на IV объект (горизонт PZ) и перевод 2-х скважин (ЗК-3 и ЗК-38) на III объект (горизонт Ю-I) – на территории АО «ПКР»);
    - 4-х скважин (ЮК-25, 35, 37, 44) на IV объект (горизонт PZ) – на территории ТОО «СО»).

Максимальный фонд скважин, участвовавших в разработке, на I объекте составит 88 ед., из них:

- 27 добывающих и 10 нагнетательных – на территории АО «ПКР»;
- 40 добывающая и 11 нагнетательных – на территории ТОО «СО».

*Для II объекта (горизонта М-II+PZ на территории АО «ПККР»)* рассмотрен вариант разработки с использованием действующего пробуренного фонда скважин при сложившейся системе разработки, с ППД, а также ввод из бурения 6 добывающих скважин.

Предусмотрен перевод 3-х добывающих скважин (ЗК: -60, 68, 69) в наблюдательный фонд. Максимальный фонд скважин составит 15 ед., из них 10 – добывающих, 5 скважин (ЗК-1, 61, -66, -69, -75) – нагнетательных (перевод добывающих скважин под нагнетание предусмотрен после отработки на нефть).

*Для III – объекта возврата* (нефтяной залежи горизонта Ю-I на территории АО «ПККР») рассмотрен вариант разработки без ППД с использованием 3-х добывающих скважин (ЗК-3, 38), будут переведены в 2024 г. наблюдательный фонд на данный объект после выработки запасов горизонта М-II. В 2026 г. предусматривается подключения в добычу данных скважин. Таким образом, фонд добывающих скважин составит 2 единицы (ЗК-3, 38).

*Для IV – возвратного объекта* (нефтяных залежей горизонта PZ) рассмотрен один вариант разработки без ППД с использованием 2-х добывающих скважин (ЗК-2, -14 на территории АО «ПККР»), которые в 2025 г. и в 2027 г. будут переведены после выработки запасов горизонта М-II на нижезалегающий горизонт PZ и 4-х скважин (ЮК-25, -35, -37, -44), которые будут переведены в 2023-2026 гг. на территории ТОО «СО».

## **Вариант 2**

*Для I – основного объекта разработки (основной залежи горизонта М-II)* отличается от 1-го варианта уплотнением сетки скважин основной залежи М-II горизонта, плотность сетки – 9 га/скв (~300 х 300 м).

Для основного объекта 2 вариант предусматривает режим работы залежи с ППД:

- бурение и ввод в эксплуатацию 19 добывающих скважины, в т.ч.:
  - 9 – в основной залежи (контрактной территории ТОО «СО»),
  - 10 – в основной залежи (контрактной территории АО «ПККР»).
- после отработки на нефть предусмотрен перевод 17-ти добывающих скважин:
  - 9 скважин в нагнетательный фонд:
    - 3-х скважин (ЮК-16, -27, -42) из действующего добывающего фонда и 4-х скважин (ЮК-9, -11, -14, -41) – из наблюдательного в нагнетательный фонд – на территории ТОО «СО».
    - 2 скважины – на территории АО «ПККР».
  - 8-ми скважин на нижезалегающие горизонты:

- 2-х скважин (ЗК-2 и ЗК-14) на IV объект (горизонт PZ) и перевод 2-х скважин (ЗК-3 и ЗК-38) на III объект (горизонт Ю-I) – на территории АО «ПККР»);
- 4-х скважин (ЮК-25, 35, 37, 44) на IV объект (горизонт PZ) – на территории ТОО «СО»).

Таким образом, максимальный фонд скважин, участвовавших в разработке, на I объекте составит 93 ед., из них: 41 добывающих и 11 нагнетательных – на территории ТОО «СО», 31 добывающих и 10 нагнетательных – на территории АО «ПККР».

*Для II, III и IV возвратных объектов* система разработки на территории АО «ПККР» соответствует 1 варианту.

После получения результатов экономических расчётов, проведена оценка основных показателей, таких как, накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости при ставке дисконта 10%), накопленной чистой прибыли, суммарных выплат Государству. Основным показателем, характеризующим эффективность проекта, является значение накопленного дисконтированного потока денежной наличности (Чистой приведенной стоимости, NPV). При сравнении экономических показателей вариантов, наибольшее значение накопленного дисконтированного потока наличности (Чистой приведенной стоимости 10%) приходится по первому варианту. Наибольшее значение накопленной чистой прибыли, на последний рентабельный год разработки, приходится по первому варианту. Накопленная чистая прибыль в первом варианте на 7,9% больше, чем во втором варианте. Так же и с выплатами Государству – наибольшая сумма выплат, на последний рентабельный год разработки, приходится по первому варианту. Суммарные выплаты Государству во втором варианте на 13,1% больше, чем во втором варианте. Суммарная выручка от реализации в первом варианте больше, чем во втором варианте на 9,5%. Объем необходимых инвестиций за рентабельный период в первом варианте на 56,4% меньше, чем во втором варианте. Таким образом, при анализе технико-экономических показателей установлено, что наиболее эффективным является **первый вариант разработки**.

Технологические показатели по *1-му рекомендуемому варианту разработки* в целом по контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на месторождении Юго-Западный Карабулак приведены в таблицах 3.1.2.1-3.1.2.2. Технологические показатели по *1-му рекомендуемому варианту разработки* в целом по контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» на месторождении Юго-Западный Карабулак приведены в таблицах 3.1.2.3 - 3.1.2.4.

**Таблица 3.1.2.1 - Месторождение Юго-Западный Карабулак. В целом по контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз». Рекомендуемый вариант 1. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.**

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накоп-ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых зап., %	Кэф. нефте-отд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				Всего	в т.ч. механиз. способом	Всего	в т.ч. механиз. способом		годовая	накоп-ленная	годовая	накоп-ленная
2021	62,16	1,9	7,6	2569,86	77,2	31,7	562,62	562,62	6128,55	5995,28	89,0	464,72	2851	4,38	84,7
2022	61,12	1,8	8,1	2630,98	79,1	32,5	533,25	533,25	6661,81	6528,53	88,5	464,51	3316	4,28	89,0
2023	62,49	1,9	9,0	2693,47	81,0	33,2	534,27	534,27	7196,08	7062,80	88,3	455,90	3772	4,35	93,3
2024	47,32	1,4	7,5	2740,79	82,4	33,8	495,87	495,87	7691,95	7558,67	90,5	443,61	4215	3,29	96,6
2025	46,07	1,4	7,9	2786,86	83,8	34,4	501,86	501,86	8193,81	8060,54	90,8	451,85	4667	3,13	99,7
2026	45,01	1,4	8,3	2831,87	85,1	34,9	529,77	529,77	8723,58	8590,30	91,5	462,04	5129	2,94	102,7
2027	46,17	1,4	9,3	2878,04	86,5	35,5	562,11	562,11	9285,69	9152,41	91,8	466,30	5596	2,85	105,5
2028	42,02	1,3	9,4	2920,06	87,8	36,0	543,42	543,42	9829,11	9695,83	92,3	455,66	6051	2,61	108,2
2029	38,61	1,2	9,5	2958,66	88,9	36,5	531,82	531,82	10360,93	10227,65	92,7	447,08	6498	2,41	110,6
2030	36,03	1,1	9,8	2994,69	90,0	36,9	523,74	523,74	10884,67	10751,39	93,1	439,95	6938	2,25	112,8
2031	33,31	1,0	10,0	3028,00	91,0	37,4	515,31	515,31	11399,98	11266,70	93,5	432,54	7371	2,08	114,9
2032	30,74	0,9	10,3	3058,74	91,9	37,7	498,42	498,42	11898,40	11765,12	93,8	418,35	7789	1,92	116,8
2033	28,51	0,9	10,6	3087,25	92,8	38,1	478,78	476,85	12377,17	12241,97	94,0	400,21	8189	1,78	118,6
2034	26,54	0,8	11,1	3113,78	93,6	38,4	459,22	459,22	12836,39	12701,19	94,2	384,48	8574	1,65	120,2
2035	24,58	0,7	11,5	3138,37	94,3	38,7	449,62	449,62	13286,01	13150,81	94,5	376,25	8950	1,52	121,8
2036	23,10	0,7	12,2	3161,46	95,0	39,0	440,56	440,56	13726,57	13591,37	94,8	368,84	9319	1,43	123,2
2037	21,52	0,6	13,0	3182,98	95,7	39,3	433,47	433,47	14160,04	14024,84	95,0	362,88	9682	1,34	124,5
2038	19,76	0,6	13,7	3202,75	96,3	39,5	418,74	418,74	14578,79	14443,59	95,3	351,60	10033	1,24	125,8
2039	18,28	0,5	14,7	3221,03	96,8	39,7	399,48	399,48	14978,26	14843,06	95,4	336,87	10370	1,15	126,9
2040	16,83	0,5	15,9	3237,86	97,3	39,9	386,83	386,83	15365,10	15229,90	95,6	327,38	10698	1,07	128,0
2041	14,45	0,4	16,2	3252,31	97,8	40,1	356,11	356,11	15721,20	15586,00	95,9	318,11	11016	0,95	128,9
2042	12,58	0,4	16,8	3264,89	98,1	40,3	341,53	341,53	16062,73	15927,53	96,3	306,26	11322	0,85	129,8
2043	10,83	0,3	17,4	3275,72	98,5	40,4	316,46	316,46	16379,19	16243,99	96,6	287,07	11609	0,75	130,5
2044	9,77	0,3	19,1	3285,49	98,8	40,5	304,45	304,45	16683,65	16548,45	96,8	277,40	11887	0,69	131,2
2045	7,79	0,2	18,8	3293,28	99,0	40,6	239,84	239,84	16923,49	16788,29	96,8	234,44	12121	0,60	131,8
2046	7,47	0,2	22,1	3300,74	99,2	40,7	233,15	233,15	17156,64	17021,44	96,8	227,83	12349	0,57	132,4
2047	7,14	0,2	27,2	3307,88	99,4	40,8	225,68	225,68	17382,32	17247,12	96,8	220,46	12569	0,55	132,9
2048	6,40	0,2	33,5	3314,28	99,6	40,9	216,98	216,98	17599,30	17464,10	97,1	211,63	12781	0,49	133,4
2049	4,97	0,1	39,1	3319,25	99,8	40,9	200,74	200,74	17800,04	17664,84	97,5	195,11	12976	0,38	133,8
2050	4,35	0,1	56,1	3323,60	99,9	41,0	189,44	189,44	17989,48	17854,28	97,7	183,88	13160	0,33	134,2
2051	3,40	0,1	100,0	3327,00	100,0	41,0	178,35	178,35	18167,83	18032,63	98,1	172,62	13332	0,26	134,4

Таблица 3.1.2.2 - Месторождение Юго-Западный Карабулак. В целом по контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресурсиз». Рекомендуемый вариант 1. Характеристика основного фонда скважин.

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд пробуренных скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Ввод из наблюд. фонда	Выбытие скважин		Перевод скв. под ППД	Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	добыв.	нагнет.				Добыв.	Нагнет.		Всего	механизир.		нефти, т/сут	жидкости, т/сут
2021	0	0	0	50	78,6	0	1	0	0	31	31	10	6,3	54,5
2022	1	1	0	51	80,2	0	0	0	2	33	33	12	6,1	53,4
2023	1	1	0	52	81,8	0	0	0	1	33	33	13	6,1	51,9
2024	0	0	0	52	81,8	0	2	0	2	29	29	15	4,9	51,3
2025	3	3	0	55	86,9	1	0	0	0	33	33	15	4,8	51,9
2026	2	2	0	57	90,3	2	1	0	0	36	36	15	4,2	49,2
2027	3	3	0	60	95,4	0	1	0	0	38	38	15	4,0	48,7
2028	0	0	0	60	95,4	0	2	0	0	36	36	15	3,6	47,1
2029	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	36	36	15	3,4	47,3
2030	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	36	36	15	3,2	46,6
2031	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	36	36	15	3,0	45,9
2032	0	0	0	60	95,4	0	2	0	0	34	34	15	2,8	45,6
2033	0	0	0	60	95,4	0	1	0	0	33	33	15	2,7	45,8
2034	0	0	0	60	95,4	0	3	0	0	30	30	15	2,7	46,7
2035	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	30	30	15	2,6	48,0
2036	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	30	30	15	2,5	47,1
2037	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	30	30	15	2,3	46,3
2038	0	0	0	60	95,4	0	2	0	0	28	28	15	2,2	46,3
2039	0	0	0	60	95,4	0	1	0	0	27	27	15	2,1	46,5
2040	0	0	0	60	95,4	0	2	0	0	25	25	15	2,1	47,7
2041	0	0	0	60	95,4	0	3	0	0	22	22	15	2,0	48,6
2042	0	0	0	60	95,4	0	1	0	0	21	21	15	1,9	50,9
2043	0	0	0	60	95,4	0	2	1	0	19	19	14	1,7	50,7
2044	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	19	19	14	1,6	51,3
2045	0	0	0	60	95,4	0	7	5	0	12	12	9	1,6	49,6
2046	0	0	0	60	95,4	0	1	0	0	11	11	9	2,1	65,0
2047	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	11	11	9	2,1	65,7
2048	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	11	11	9	1,9	63,2
2049	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	11	11	9	1,4	58,5
2050	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	11	11	9	1,3	55,2
2051	0	0	0	60	95,4	0	0	0	0	11	11	9	1,0	52,0

**Таблица 3.1.2.3 - Месторождение Юго-Западный Карабулак. В целом по контрактной территории ТОО «САУТС - ОЙЛ». Рекомендуемый вариант 1. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.**

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых, %	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>		Компенсация отбор. закач кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м <sup>3</sup>	
		Начальных	Текущих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая	Накопленная		Годовая	Накопленная
2021	111,9	2,6	8,7	3102,3	72,5	34,5	679,7	679,7	10108,0	10006,4	83,5	293,9	3219,1	89,0	7,9	148,0
2022	112,4	2,6	9,6	3214,8	75,2	35,7	659,3	659,3	10767,3	10665,7	82,9	353,6	3572,7	98,0	8,6	156,6
2023	110,5	2,6	10,4	3325,2	77,7	37,0	648,3	648,3	11415,6	11314,1	83,0	415,4	3988,1	98,0	8,4	165,0
2024	104,1	2,4	10,9	3429,4	80,2	38,1	645,7	645,7	12061,3	11959,8	83,9	468,2	4456,3	98,0	7,9	173,0
2025	97,5	2,3	11,5	3526,9	82,5	39,2	630,9	630,9	12692,2	12590,7	84,5	516,9	4973,2	98,0	7,4	180,4
2026	89,9	2,1	12,0	3616,8	84,6	40,2	614,7	614,7	13306,9	13205,4	85,4	561,5	5534,7	98,0	6,8	187,2
2027	85,3	2,0	12,9	3702,1	86,6	41,1	595,3	595,3	13902,2	13800,7	85,7	604,0	6138,7	98,0	6,5	193,6
2028	79,0	1,8	13,7	3781,1	88,4	42,0	576,9	576,9	14479,2	14377,6	86,3	583,6	6722,3	98,0	6,0	199,6
2029	72,8	1,7	14,7	3853,9	90,1	42,8	559,6	559,6	15038,7	14937,2	87,0	563,7	7286,0	98,0	5,5	205,2
2030	65,1	1,5	15,4	3919,0	91,6	43,6	532,1	532,1	15570,8	15469,3	87,8	533,0	7819,1	98,0	4,9	210,1
2031	57,5	1,3	16,1	3976,5	93,0	44,2	505,9	505,9	16076,7	15975,2	88,6	503,7	8322,7	98,0	4,4	214,5
2032	49,8	1,2	16,6	4026,3	94,1	44,8	481,0	481,0	16557,8	16456,2	89,6	475,7	8798,4	97,0	3,8	218,2
2033	40,3	0,9	16,1	4066,6	95,1	45,2	457,4	457,4	17015,1	16913,6	91,2	447,5	9245,9	97,0	3,1	221,3
2034	33,4	0,8	15,9	4100,0	95,9	45,6	435,0	435,0	17450,2	17348,6	92,3	422,2	9668,2	100,0	2,5	223,9
2035	28,6	0,7	16,2	4128,6	96,5	45,9	413,8	413,8	17864,0	17762,5	93,1	399,1	10067,3	100,0	2,2	226,0
2036	24,4	0,6	16,5	4153,0	97,1	46,2	393,1	393,1	18257,1	18155,6	93,8	377,5	10444,8	100,0	1,9	227,9
2037	20,6	0,5	16,6	4173,6	97,6	46,4	359,5	359,5	18616,7	18515,1	94,3	359,5	10804,3	100,0	1,6	229,5
2038	17,6	0,4	17,0	4191,2	98,0	46,6	328,6	328,6	18945,2	18843,7	94,6	327,8	11132,1	100,0	1,4	230,8
2039	14,1	0,3	16,5	4205,4	98,3	46,7	305,4	305,4	19250,6	19149,1	95,4	303,3	11435,4	100,0	1,1	231,9
2040	12,0	0,3	16,8	4217,4	98,6	46,9	289,6	289,6	19540,3	19438,7	95,9	286,7	11722,2	100,0	0,9	232,8
2041	10,2	0,2	17,1	4227,6	98,8	47,0	272,7	272,7	19812,9	19711,4	96,3	269,2	11991,4	100,0	0,8	233,6
2042	8,7	0,2	17,6	4236,3	99,0	47,1	248,1	248,1	20061,1	19959,5	96,5	244,6	12236,0	100,0	0,7	234,3
2043	7,8	0,2	19,2	4244,1	99,2	47,2	225,8	225,8	20286,9	20185,3	96,5	222,5	12458,6	100,0	0,6	234,9
2044	7,0	0,2	21,3	4251,1	99,4	47,3	205,5	205,5	20492,4	20390,8	96,6	202,5	12661,0	100,0	0,5	235,4
2045	6,3	0,1	24,4	4257,4	99,5	47,3	187,0	187,0	20679,4	20577,8	96,6	184,2	12845,2	100,0	0,5	235,9
2046	5,7	0,1	29,1	4263,1	99,7	47,4	170,2	170,2	20849,5	20748,0	96,7	167,6	13012,8	100,0	0,4	236,4
2047	5,1	0,1	36,9	4268,2	99,8	47,4	154,8	154,8	21004,4	20902,8	96,7	152,5	13165,3	100,0	0,4	236,8
2048	4,6	0,1	52,6	4272,8	99,9	47,5	140,9	140,9	21145,3	21043,7	96,7	138,7	13304,0	100,0	0,4	237,1
2049	4,2	0,1	100,0	4277,0	100,0	47,5	128,2	128,2	21273,5	21172,0	96,8	126,2	13430,2	100,0	0,3	237,4

Таблица 3.1.2.4 - Месторождение Юго-Западный Карабулак. В целом по контрактной территории ТОО «САУТС ОЙЛ». Рекомендуемый вариант 1. Характеристика основного фонда скважин.

Годы	Ввод скважин в эксплуатацию за период			Фонд пробуренных скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод скважин на нижезалегающий горизонт Pz			Выбытие скважин		Перевод скв. в ППД			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд наг. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.	
	Всего	в т.ч. добыв. из бурения	нагнет.			Всего	в т.ч., из наблюд. фонда горизонта М-П	из добывающего фонда горизонта М-П	добыв.	в т.ч. нагнет.	Всего	в т.ч. из наблюд. фонда	из действующего добывающего фонда	Всего	механизир.		Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут
2021	1	1	0	52	83,3	0	0	0	0	0	0	0	0	38	38	4	9,2	55,7
2022	1	1	0	53	85,0	0	0	0	0	0	2	2	0	39	39	6	9,4	54,9
2023	1	1	0	54	86,7	1	1	0	0	0	2	2	0	41	41	8	8,8	51,9
2024	0	0	0	54	86,7	1	0	1	0	0	2	0	2	39	39	10	8,3	51,7
2025	0	0	0	54	86,7	1	0	1	0	0	1	0	1	38	38	11	8,1	52,5
2026	0	0	0	54	86,7	1	0	1	1	0	0	0	0	37	37	11	7,7	52,5
2027	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	37	37	11	7,4	51,6
2028	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	36	36	11	6,9	50,6
2029	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	36	36	11	6,5	49,8
2030	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	36	36	11	5,8	47,4
2031	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	36	36	11	5,1	45,0
2032	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	35	35	11	4,5	43,4
2033	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	34	34	11	3,7	42,5
2034	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	33	33	11	3,2	41,6
2035	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	32	32	11	2,8	40,8
2036	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	32	32	11	2,4	39,4
2037	0	0	0	54	86,7	0	0	0	4	0	0	0	0	28	28	11	2,2	38,4
2038	0	0	0	54	86,7	0	0	0	2	0	0	0	0	26	26	11	2,1	39,0
2039	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	25	25	11	1,8	38,4
2040	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	24	24	11	1,6	37,9
2041	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	23	23	11	1,4	37,2
2042	0	0	0	54	86,7	0	0	0	1	0	0	0	0	22	22	11	1,2	35,3
2043	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22	11	1,1	32,9
2044	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22	11	1,0	29,9
2045	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22	11	0,9	27,2
2046	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22	11	0,8	24,8
2047	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22	11	0,7	22,6
2048	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22	11	0,7	20,5
2049	0	0	0	54	86,7	0	0	0	0	0	0	0	0	22	22	11	0,6	18,7

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

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

#### ***Действующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции***

##### ***Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»***

В настоящее время на месторождении Юго-Западный Карабулак территории компании АО «ПККР» эксплуатируются 36 нефтяных скважин.

В связи с увеличением добычи нефти рядом от существующего Спутника-1 построена установка предварительного сброса воды (УПСВ), а также введена в эксплуатацию БКНС (блочно-кустовая насосная станция) для закачки воды в пласт и поддержания пластового давления. БКНС оборудован 2-я бустерными и 2-я нагнетательными насосами. Вода с БКНС подается на ВРП (водораспределительный пункт) к которому подключены нагнетательные скважины.

В состав УПСВ входят следующие объекты:

- трехфазный сепаратор С-100 м<sup>3</sup>;
- подогреватель нефти ПБТ-1,6;
- дренажная емкость нефти (63 м<sup>3</sup>);
- конденсатосборник (12 м<sup>3</sup>);
- резервуары для пластовой воды - (1000 м<sup>3</sup>);
- два компрессора для воздуха BOGE;
- факельная установка;
- два насоса откачки нефти «Vornemann»;

Газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на замерные установки, где осуществляется поочередной замер дебита добываемой продукции на замерном сепараторе и далее направляется на УПСВ. На УПСВ производится подогрев и первая ступень сепарации в трехфазном сепараторе.

Для повышения эффективности процесса выделения пластовой воды на входе перед сепаратором в поток подаются хим.реагенты: деэмульгатор и ингибитор солеотложения УН-301.

Частично дегазированная и обезвоженная нефть направляется на прием насосов перекачки нефти УПСВ и далее, по нефтяному коллектору поступает на промежуточный манифольд, где смешивается с нефтяным потоком месторождения Карабулак. Далее общим потоком поступает на ГУ-1 месторождения Северо-Западная Кызылкия ТОО «Кольжан», где объединяется с продукцией месторождения Северо-Западная Кызылкия и по трубопроводу (16") направляется на ЦППН месторождения Арысдум.

Выделившийся попутный газ при сепарации нефтяной эмульсии на УПСВ направляется в газовый сепаратор, где производится очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. Очищенный газ частично используется на собственные нужды промысла в печах подогрева нефти замерных установок (ПП-0,63) и на печи УПСВ (ПБТ-1,6), кроме того, на УПСВ предусмотрена линия подачи газа от газового сепаратора на дизельные электростанции (ДЭС, топливо - дизель/газ) для выработки электроэнергии.

Остальная часть газа возвращается в нефтяной поток и совместно направляется на ГУ-1 месторождения Северо-Западная Кызылкия. На ГУ-1 месторождения Северо-Западная Кызылкия продукция поступают на отдельный 3-х фазный сепаратор. Выделившийся на ГУ-1 месторождения Северо-Западная Кызылкия газ месторождений Юго-Западного Карабулака и Карабулак смешивается с выделившимся газом месторождения Северо-Западная Кызылкия и направляется на центральную установку газа (ЦУГ) Кызылкия.

ЦУГ месторождения Кызылкия имеет возможность перекачивать попутный газ по двум направлениям: по газопроводу ЦУГ Кызылкия – ЦУГ Арысдум и ЦУГ Кызылкия – ЦУГ Кумколь. Газ с месторождения Кызылкия направляется на ЦУГ месторождения Арысдум по газопроводу (10") под давлением в 22 бар, длина газопровода составляет 29 км. На ЦУГ месторождения Кумколь газ с ЦУГ Кызылкия поступает по газопроводу (10") протяженностью 61 км под давлением 22 бар. На трубопроводах имеется устройство для запуска скребка. Трубопроводы регулярно чистятся скребками для предотвращения сбора конденсата и образования пробок. Объемы и направления транспортировки газа регулируются в зависимости от требуемой потребности и мощности конечных потребителей.

Отделившаяся пластовая вода через расходомер подается в резервуары для отстоя пластовой воды РВС-1000 м<sup>3</sup> (2 шт.) и через насосы БКНС направляется на закачку в систему ППД. Перед резервуарами в поток пластовой воды подаются хим.реагенты: бактерицид и ингибитор коррозии.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов опорожнения с аппаратов и трубопроводов во время технических осмотров и планово-

предупредительных ремонтов, а также при аварийных сбросах, УПСВ месторождения Юго-Западный Карабулак оснащена индивидуальной факельной системой.

Для опорожнения аппаратов при проведении ремонтных работ все аппараты оснащены дренажной системой. Все аппараты, работающие под давлением оснащены предохранительными клапанами, сброс с которых осуществляется в дренажную систему. Снабжение приборов КИПиА осуществляется воздухом от воздушной компрессорной станции.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются несколько вариантов разработки, различающихся количеством добывающих скважин, объемами добычи нефти и попутного газа, необходимой производительностью установок подготовки нефти и газа до товарного качества.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Юго-Западный Карабулак для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую 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.
- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям.
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта.
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить учет промышленной продукции месторождения в целом;

- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на собственные нужды;
- обеспечить надежность в эксплуатации всех технологических звеньев;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

Во всех вариантах для закачки воды в пласт необходимо предусмотреть строительство площадки подготовки воды для закачки, нагнетательной системы.

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

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

#### ***Территория ТОО «САУТС - ОЙЛ»***

В настоящее время на месторождении Юго-Западный Карабулак территории компании ТОО «СО» эксплуатируются 38 нефтяных скважин. Действующие объекты внутрипромыслового сбора и транспорта нефти и газа эксплуатируются по двум основным технологиям: с применением ЗУ и манифольдной станций с мультифазными насосами (ДНС).

Газонефтяная смесь от устьев скважин по индивидуальным выкидным линиям под буферным давлением поступает на ЗУ, где производится поочередный поскважинный замер дебитов нефти, газа и воды, подогрев и дальнейшее направление на ДНС. Далее, газожидкостная смесь через ДНС мультифазными насосами транспортируется по нефтегазопроводу на ЦППН месторождения Кенлык, центрального месторождения компании. Применение технологии ДНС решает проблему транспорта газа за счет его совместного транспорта с нефтью. Попутный газ контрактной территории месторождения Юго-Западный Карабулак после сепарации на ЦППН проходит подготовку на УПГ месторождения Кенлык и, далее, через региональный газопровод подается потребителю.

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматриваются варианты разработки, различающихся количеством

добывающих скважин, объемами добычи нефти и попутного газа, необходимой производительностью установок подготовки нефти и газа до товарного качества.

При проектировании системы сбора продукции нового фонда скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Юго-Западный Карабулак для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- проектные скважины необходимо включить в действующую 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;
- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

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

Для реализации любого из рассматриваемых вариантов разработки необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки.

Во всех вариантах для закачки воды в пласт необходимо предусмотреть строительство площадки подготовки воды для закачки, нагнетательной системы.

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

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

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

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

#### ***Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»***

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.

В 2014 году была разработана и утверждена «Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «Петро-Казахстан Кумколь Ресорсиз» на период 2015-2017гг.» (Протокол №5 РГ МЭРК 09.10.2014 г.).

В соответствии с «Программой развития переработки попутного газа на месторождениях АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на период 2015-2017гг.» объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2015 год составил 0,918 млн.м<sup>3</sup> при добыче газа - 29,5 млн.м<sup>3</sup> (Протокол №5 от 09.10.2014г.) и на 2016 год составил – 0,790 млн.м<sup>3</sup> при добыче газа – 26,5 млн.м<sup>3</sup> (Протокол №5 от 10.05.2015 г.).

В рамках утвержденной «Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на период 2015-2017 гг.» был согласован объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2017 год и составил 0,368 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: V<sub>6</sub> = 0,01028 млн.м<sup>3</sup>, V<sub>7</sub> = 0,259 млн.м<sup>3</sup>, V<sub>8</sub> = 0,09872 млн.м<sup>3</sup>, V<sub>9</sub> = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Протокол №4 РГ МЭРК от 18.08.16г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ66VCR00000627 от 04.10.2016г.).

В 2017 году была разработана и утверждена «Программа развития переработки

попутного газа на месторождениях АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2018-2020 гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 27.10.2017г.). В «Программе...» проанализированы текущее состояние объектов утилизации/переработки, рассчитаны прогнозные объемы потребления газа на собственные нужды всех рассматриваемых месторождений, уточнен баланс газа в соответствии с технологическими показателями из последних утвержденных проектов, обоснован и уточнен расчетным путем объем технологически неизбежного сжигания газа по всем месторождениям АО «ПККР» на 2018-2020гг.

Разрешенный объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2018 год составил 0,2316 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: V6 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V7 = 0,0876 млн.м<sup>3</sup>, V8 = 0,144 млн.м<sup>3</sup>, V9 = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ77VCR00000817 от 25.12.2017г.).

Программа развития переработки попутного газа на месторождениях АО «Петро-Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2018-2020гг. была откорректирована в соответствии с уточненными проектными показателями по добыче нефти и газа, согласно утвержденного документа «Дополнение к уточненному проекту разработки месторождения Кумколь с технологическими показателями на 2018-2019гг.» (одобрен письмом КомГео МИР РК №27-5-564-И от 02.04.2018г.) и утверждена РГ МЭ РК (Протокол №5 от 19 октября 2018 г.).

В соответствии с представленной «Корректировкой ПРППГ на месторождениях АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2018-2020 гг. объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2019 год (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ32VCR00000948 от 26.11.2018 г) составил – 0,19 млн.м<sup>3</sup> сырого газа, в том числе: V6 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>; V7 = 0,011 млн.м<sup>3</sup>; V8 = 0,179 млн.м<sup>3</sup>; V9 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>.

В рамках утвержденной Программы развития переработки попутного газа на месторождениях АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2018-2020 гг. был согласован объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2020 год. Разрешенный объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2020 год составляет 0,092 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: V6 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V7 = 0,011 млн.м<sup>3</sup>, V8 = 0,081 млн.м<sup>3</sup>, V9 = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Протокол №7 РГ МЭ РК от 13.09.2019г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ06VPC00011015 от 30.10.2019 г.).

В соответствии с п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», а также с утверждением новой формы по разработке Программы развития переработки сырого газа недропользователем была разработана и утверждена «Программа развития переработки

сырого газа по месторождения Юго-Западный Карабулак на 2021-2023 гг.» (Протокол №4 РГ МЭ РК от 17 июля 2020 г.).

Объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2021 год составляет 0,093 млн.м<sup>3</sup> сырого газа, в том числе: V<sub>6</sub> = 0,0 млн.м<sup>3</sup>; V<sub>7</sub> = 0,011 млн.м<sup>3</sup>; V<sub>8</sub> = 0,082 млн.м<sup>3</sup>; V<sub>9</sub> = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ20VPC00013091 от 14.08.2020 г.).

На данный момент завершено строительства газопровода ЦУГ Кызылкия - ЦУГ ГТУ Кумколь для дополнительной поставки газа на ГТУ месторождения Кумколь с месторождения Кызылкия и рядом расположенных месторождений. В рамках «Программы...» были пересмотрены изменения направления транспортировки излишков газа месторождения Юго-Западный Карабулак через месторождение Кызылкия на ГТУ месторождения Кумколь для выработки электроэнергии. Мощности объектов потребления газа ГТУ на территории Кумколь позволяют использовать ресурс газа с месторождения Кызылкия и близрасположенных месторождений. ЦУГ месторождения Кызылкия имеет возможность перекачивать попутный газ по двум направлениям: по газопроводу ЦУГ Кызылкия – ЦУГ Арыскуп и ЦУГ Кызылкия – ЦУГ ГТУ Кумколь.

В настоящее время на месторождении Юго-Западный Карабулак сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Юго-Западный Карабулак приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла и на ГТУ для выработки электроэнергии.

#### ***Территория ТОО «САУТ - СОЙЛ»***

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.

Основными путями утилизации сырого газа для месторождения Юго-Западный Карабулак были:

- Использование газа на собственные технологические нужды в печах подогрева

- Подача излишка газа месторождения на УПГ месторождения Кенлык.

В соответствии с проектными решениями утвержденной программы в настоящее время сырой газ используется на собственные нужды в качестве топливного газа в печах подогрева, остальной объем газа подается на установку по переработке сырого газа (УПГ) на месторождении «Кенлык» ТОО «Саутс-Ойл» мощностью - 100 млн м<sup>3</sup>/год по попутному нефтяному газу с резервированием площадей для последующего наращивания мощности до 200 млн м<sup>3</sup>/год.

Таким образом, ТОО «Саутс-Ойл» полностью завершило реализацию утвержденной Программы полной утилизации попутного газа на месторождений Юго-Западный Карабулак.

В 2013 году была разработана «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной эксплуатации месторождения Юго-Западный Карабулак на 2013-2015гг.», которая была рассмотрена и утверждена на Рабочей комиссии (Протокол № 1 МНГ РК от 17.09.2013г.).

В рамках утвержденной «Программы развития переработки попутного газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2013-2015гг.» были согласованы объемы технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2014 год в объеме – 1,88 млн.м<sup>3</sup> при добыче газа 33,9 млн.м<sup>3</sup> (Протокол № 1 РГ МНГ РК от 17.09.2013г.) и на 2015 год в объеме 1,962 млн. м<sup>3</sup> при добыче газа - 35,5 млн.м<sup>3</sup> (Протокол № 5.2 РГ МЭ РК от 25.08.2014г.).

Как отмечено выше, в соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК программы развития переработки попутного газа должны обновляться каждые три года, в связи с чем была разработана и утверждена «Программа развития переработки попутного газа на месторождения Юго-Западный Карабулак на 2016-2018 гг.» (Протокол № 2.1 РГ МЭ РК от 08.05.2015г.).

В соответствии с «Программой развития переработки попутного газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2016-2018гг.» объем технологически неизбежного сжигания газа при промышленной эксплуатации месторождения Юго-Западный Карабулак на 2016 год составил - 0,822 млн.м<sup>3</sup> при добыче газа на месторождении Юго-Западный Карабулак - 34,7 млн.м<sup>3</sup> (Протокол № 2.1 РГ МЭ РК от 08.05.2015г.).

В рамках утвержденной «Программы развития переработки попутного газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2016-2018гг.» были согласованы объемы технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2017 год и составил 0,644 млн.м<sup>3</sup> в том числе: V6 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V7 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V8 = 0,644 млн.м<sup>3</sup>, V9 = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Протокол № 5.3 РГ МЭ РК от 18.08.2016г., Разрешение на сжигание

попутного и (или) природного газа № KZ81VCR00000648 от 26.10.2016г.). и на 2018 год составил 0,358 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: V6 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V7 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V8 = 0,358 млн.м<sup>3</sup>, V9 = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Протокол № 2.1 РГ МЭ РК от 25.08.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ53VCR00000764 от 16.10.2017г.).

В соответствии с п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», а также с утверждением новой формы по разработке Программы развития переработки сырого газа недропользователем была разработана и утверждена Программа развития переработки сырого газа месторождения Юго-Западный Карабулак на 2019-2021 гг. (Протокол №4.3 РГ МЭ РК от 19.10.2018 г.).

В данной Программе развития переработки сырого газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2019-2021 гг.» проанализированы существующее положение на месторождении, произведены расчеты технологически неизбежного сжигания газа при ППР УПГ и печей подогрева различных модификаций, при эксплуатации и ТО технологического оборудования, рассчитан баланс газа с учетом использования на собственные нужды и выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Разрешённый объем технологически неизбежного сжигания газа на 2019 год составил 0,125 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: V6 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V7 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V8 = 0,125 млн.м<sup>3</sup>, V9 = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ89VCR00000989 от 28.12.2018 г.).

В соответствии с п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», а также с утверждением новой формы по разработке Программы развития переработки сырого газа недропользователем была разработана и утверждена Программа развития переработки сырого газа на месторождениях Кенлык, Актау и Юго-Западный Карабулак на 2020-2021 гг. с показателями добычи и расхода сырого газа на 2020 год. (Протокол № 2.3 РГ МЭ РК от 27.11.2019 г.).

Объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на период 07.09.2020 - 20.09.2020 год составил 0,286 млн.м<sup>3</sup>, в том числе: V6 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V7 = 0,0 млн.м<sup>3</sup>, V8 = 0,286 млн.м<sup>3</sup>, V9 = 0,0 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ24VPC00011467 от 23.12.2019г.).

В 2020 году была разработана и утверждена Корректировка программы развития переработки сырого газа на месторождениях Кенлык, Актау и Юго-Западный Карабулак на 2021 год (Протокол № 2 РГ МЭ РК от 19.11.2020 г.).

В соответствии с представленной «Корректировкой .....» объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Юго-Западный Карабулак на 2021 год

составляет 0,136 млн.м<sup>3</sup>, в том числе:  $V_6 = 0,0$  млн.м<sup>3</sup>,  $V_7 = 0,0$  млн.м<sup>3</sup>,  $V_8 = 0,136$  млн.м<sup>3</sup>,  $V_9 = 0,0$  млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ10VPC00013950 от 14.12.2020г.).

В настоящее время на месторождении Юго-Западный Карабулак сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла, а оставшийся объем газа подается на УПГ месторождения Кенлык, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Юго-Западный Карабулак приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла, а излишек газа транспортировать на УПГ месторождения Кенлык.

## 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°C, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42°C. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16°C. 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°C, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 27 до 29°C. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76°C, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6°C. 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.

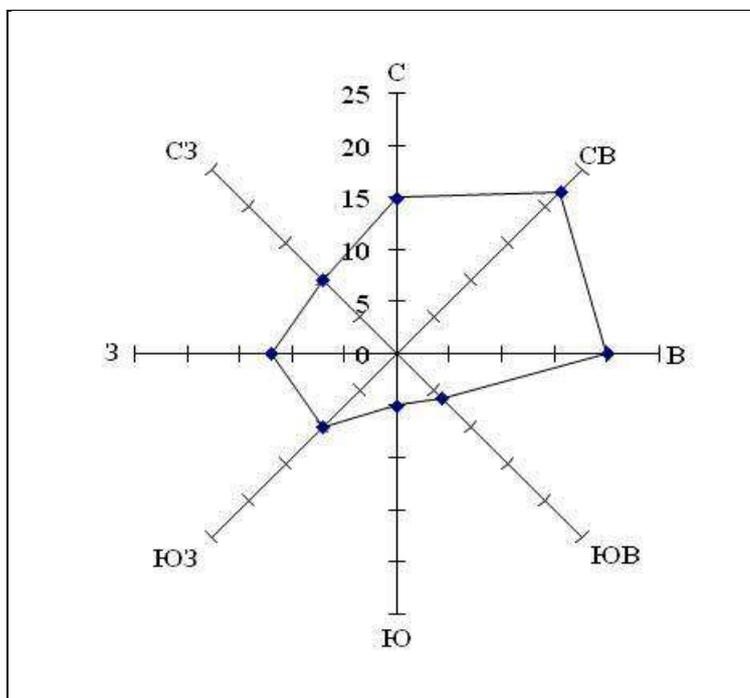


Рисунок 4.1.1 - Годовая роза ветров

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.

Исследуемый 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).

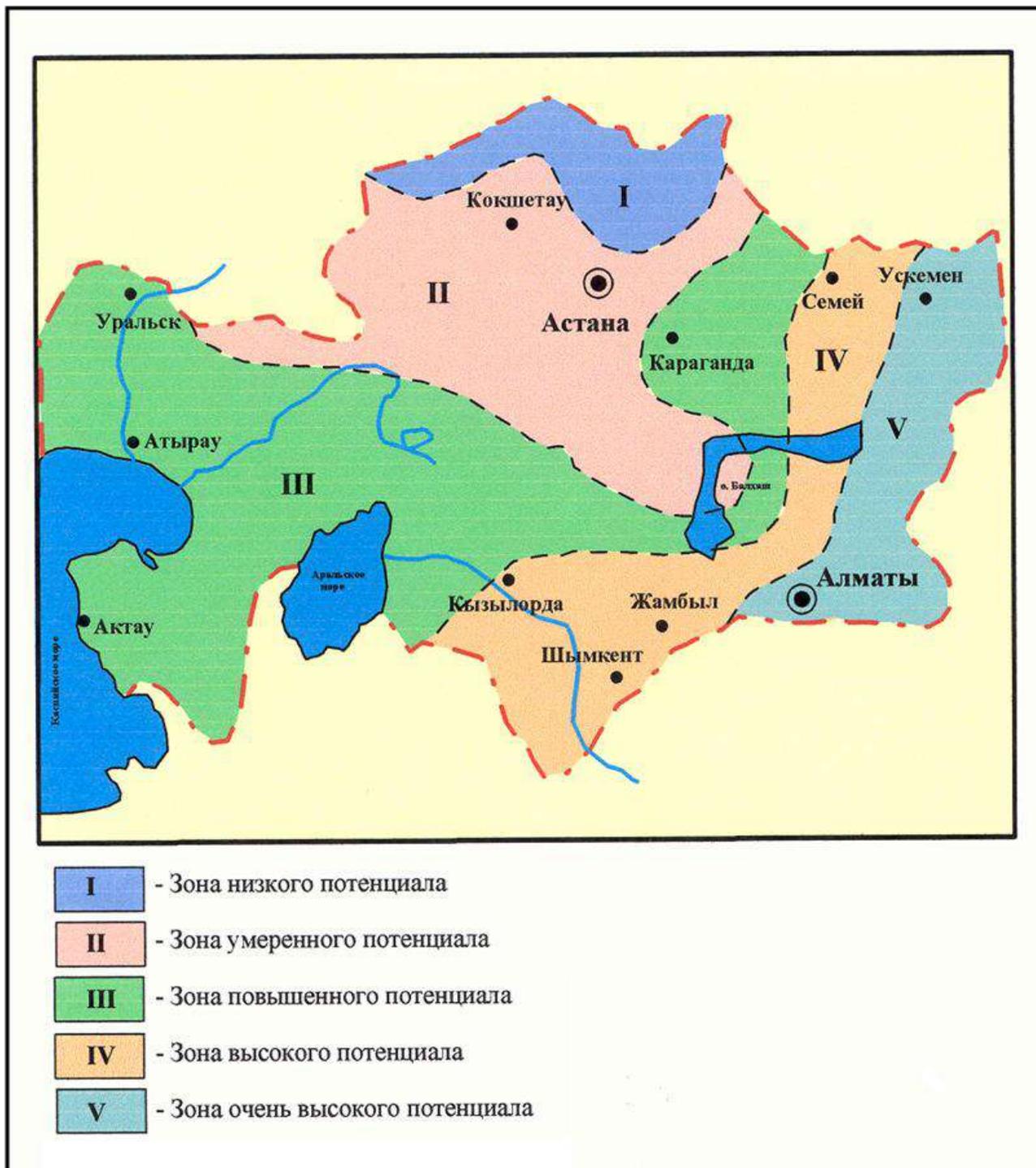


Рисунок 4.1.2 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

## **4.2 Современное состояние атмосферного воздуха**

### **АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»**

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Юго-Западный Карабулак АО «ППКР» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 1-ом квартале 2021 года специалистами ТОО «Цитрин» (Аттестат аккредитации зарегистрирован в реестре субъектов аккредитации за № КЗ.Т.12.1028 от 30 декабря 2020 года действителен до 30 декабря 2025 года).

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 ПДВ.
- 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 Юго-Западный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» были проведены на 4 точках наблюдения. 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: сероводород, оксид углерода, углерод (сажа), азот оксид, азот диоксид, сера диоксид, углеводороды C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub>.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов выполнены согласно требованиям следующих нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан:

- ГОСТ 17.2.4.02-81 Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ.
- ГОСТ 17.2.6.01-86 Охрана природы. Атмосфера. Приборы для отбора проб воздуха населенных пунктов. Общие технические требования.
- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.

В качестве критерия оценки принята максимально-разовая предельно-допустимая концентрация (ПДКм.р.) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ).

Значения концентраций загрязняющих веществ на контрольных точках месторождения Юго-Западный Карабулак в 1-ом квартале 2021 года представлены в таблице 4.2.1.

**Таблица 4.2.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе в 1-ом квартале 2021 года на границе СЗЗ месторождения Юго-Западный Карабулак АО «ПККР»**

Наименование загрязняющих веществ	Точки отбора					Норма ПДК м.р., мг/м <sup>3</sup>
	Граница СЗЗ т.н.1	Граница СЗЗ т.н.2	Граница СЗЗ т.н.3	Граница СЗЗ т.н.4	Среднее значение	
Сероводород	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,008</b>
Углерод оксид	1,1	1,3	0,566	0,445	<b>0,8528</b>	<b>5,0</b>
Углерод (сажа)	0,0485	0,0034	0,00217	0,0114	<b>0,0164</b>	<b>0,15</b>
Азот оксид	0,0187	0,0163	0,0	0,0	<b>0,0088</b>	<b>0,4</b>
Азот диоксид	0,0	0,0	0,0	0,0354	<b>0,0089</b>	<b>0,2</b>
Сера диоксид	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>
Углеводороды C <sub>12</sub> -C <sub>19</sub>	0,0	0,0665	0,0	0,0785	<b>0,0363</b>	<b>1,0</b>

Таким образом, по результатам проведенного в 1-ом квартале 2021 года мониторинга воздействия на загрязнения атмосферного воздуха, выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на месторождении Юго-Западный Карабулак, 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 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 Юго-Западный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» проводился в соответствии с Планом-графиком контроля за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов, разработанных в «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу для месторождения Юго-Западный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2021 год» (заключение ГЭЭ Департамента экологии по Кызылординской области № KZ82VCZ00732623 от 25.11.2020 года).

Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ на источниках выбросов эмиссии в 1-ом квартале 2021 года показали, что содержание вредных веществ не превышало нормативов ПДВ.

### **ТОО «САУТС-ОЙЛ»**

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Юго-Западный Карабулак ТОО «САУТС-ОЙЛ» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 1-ом квартале 2021 года специалистами ТОО «Цитрин» (Аттестат аккредитации зарегистрирован в реестре субъектов аккредитации за № KZ.T.12.1028 от 11 декабря 2015 года действителен до 11 декабря 2020 года).

#### ***Мониторинг воздействия***

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Юго-Западный Карабулак были проведены на 4 точках наблюдения. На мониторинговых постах контролировались следующие вещества: азот диоксид, азот оксид, сероводород, углерод (сажа), сера диоксид, углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>, толуол, ксилол, этилбензол, бензол. Также в каждой точке контроля проведены измерения метеопараметров: температуры воздуха, направление и скорость ветра, влажность, атмосферное давление.

Периодичность наблюдений состояния окружающей среды и контролируемых параметров соответствует ГОСТам, требованиям проектов ПДВ и другим нормативам.

В качестве критерия оценки принята максимально-разовая предельно-допустимая концентрация (ПДК<sub>м.р.</sub>) и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ).

Значения концентраций загрязняющих веществ на контрольных точках месторождения Юго-Западный Карабулак в 1-ом квартале 2021 года представлены в таблице 4.2.2.

**Таблица 4.2.2 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе во 1-ом квартале 2021 года на границе СЗЗ месторождения Юго-Западный Карабулак ТОО «САУТС-ОЙЛ»**

Наименование загрязняющих веществ	Точки отбора					Норма ПДК м.р., мг/м <sup>3</sup>
	Граница СЗЗ т.н.1	Граница СЗЗ т.н.2	Граница СЗЗ т.н.3	Граница СЗЗ т.н.4	Среднее значение	
Азот оксид	0,00785	0,00766	0,00535	0,00154	<b>0,0056</b>	<b>0,4</b>
Азот диоксид	0,0735	0,0544	0,0211	0,0	<b>0,0373</b>	<b>0,2</b>
Сероводород	0,0054	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,008</b>
Углерод (сажа)	0,0332	0,0145	0,066	0,0554	<b>0,0423</b>	<b>0,15</b>
Сера диоксид	0,00221	0,00555	0,00987	0,00321	<b>0,0052</b>	<b>0,5</b>
Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	0,0544	0,0784	0,0663	0,0	<b>0,0498</b>	<b>50 (ОБУВ)</b>
Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	0,0	0,0	0,0	0,0	<b>0,0</b>	<b>30 (ОБУВ)</b>
Толуол	0,0	0,0378	0,0995	0,0	<b>0,0343</b>	<b>0,6</b>
Ксилол	0,0	0,0	0,0277	0,0	<b>0,0</b>	<b>0,3</b>
Этилбензол	0,0	0,0	0,00	0,0	<b>0,00</b>	<b>0,02</b>
Бензол	0,0885	0,0147	0,0322	0,0	<b>0,0339</b>	<b>0,3</b>

Результаты измерений загрязнения атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения показали, что концентрации определяемых веществ находятся в пределах установленных нормативов ПДК<sub>м.р.</sub> Содержание в атмосферном воздухе углеводородов C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub> и этилбензола в процессе мониторинговых исследований не обнаружено.

### ***Мониторинг эмиссий***

В «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) вредных веществ в атмосферу для месторождения Юго-Западный Карабулак ТОО «САУТС ОЙЛ» на 2021 год» рекомендуется проводить производственный контроль на источниках выбросов. Выбросы в атмосферу от основных источников загрязнения концентраций загрязняющих веществ находятся в пределах установленных нормативов ПДВ.

*По результатам проведенного производственного экологического контроля на месторождении Юго-Западный Карабулак, следует, что на протяжении 1 квартала 2021 года производственная деятельность компаний АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» не оказывала существенного отрицательного воздействия на атмосферный воздух.*

### **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.

#### **Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ при реализации проектных решений на месторождении Юго-Западный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»**

Источниками воздействия на атмосферный воздух **при эксплуатации** месторождения Юго-Западный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз», 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:

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (неплотности ЗРА и ФС);
- продуктов сгорания топливного газа (печи подогрева, дежурная горелка).

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 Юго-Западный Карабулак АО «ПККР» основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

Организованные источники:

- УПСВ-1:
  - Дежурная горелка - источник №0001;
  - Резервуар  $V=75 \text{ м}^3$  - источники №0002-0003;
- ЗУ-1:
  - Печь подогрева ПП-063А - источники №0101;
- ЗУ-2:
  - Печь подогрева ПП-063А - источник №0201;
- ГУ Спутник-3:
  - Печь подогрева ПП-063А - источник №0301;
  - Дренажная емкость  $8 \text{ м}^3$  - источник №0302;

Неорганизованные источники:

- Оборудование УПСВ-1 - источник №6001;
- Насосы на площадке УПСВ-1 - источник №6002;
- Оборудование ЗУ-1 - источник №6101;
- Оборудование ЗУ-2- источник №6201;
- Оборудование ГУ Спутник-3 - источник №6301;
- Насос на площадке скважины - источники №6401 - 6421;
- Площадка скважины - источники №6422 - 6454;

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 66 источников выбросов, из них 7 – организованных, 59 – неорганизованных источников. Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлена в Приложении 1.

**Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ при реализации проектных решений на месторождении Юго-Западный Карабулак ТОО «САУТС ОЙЛ»**

Источниками воздействия на атмосферный воздух *при эксплуатации* месторождения Юго-Западный Карабулак ТОО «САУТС - ОЙЛ», 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:

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (неплотности ЗРА и ФС);
- продуктов сгорания топливного газа (печи подогрева).

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 Юго-Западный Карабулак основными источниками выбросов загрязняющих веществ будут являться:

**Организованные источники:**

- ЗУ:
  - Печь подогрева ПП-0,63 – источники №0001 - 0002;
- ДНС:
  - Печь подогрева ПП-0,63 – источники №0101 - 0103;
- Оборудование на скважинах:
  - Резервуар  $V=126 \text{ м}^3$  - источники №0201 – 0231;
  - Резервуар  $V=63 \text{ м}^3$  - источники №0232 – 0238;
  - Резервуар  $V=80 \text{ м}^3$  - источники №0239;
  - Нефтеналивная эстакада на скважине - источники №0240-0278.

**Неорганизованные источники:**

- Оборудование ЗУ – источник №6001;
- Оборудование ДНС – источник №6101;
- Площадка скважины - источники №6201 – 6239.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 124 источников выбросов, из них 83 – организованных, 41 – неорганизованных источников. Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлена в Приложении 1.

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

Ориентировочные расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- «Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов». Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196;
- «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).
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

##### **АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»**

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период разработки месторождения Юго-Западный 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 1-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Юго-Западный Карабулак (таблица 3.1.2.1), достигается максимальная добыча нефти в объеме 62,49 тыс.тонн.

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

**Таблица 4.4.1 – Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу (1 рекомендуемый вариант) на месторождении Юго-Западный Карабулак. Территория АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз»**

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 диоксид	0,04	0,2	0,04	-	2	0,08995	2,2366	55,915
0304	Азот оксид	0,06	0,4	0,06	-	3	0,01464	0,36344	6,05733333
0328	Углерод (Сажа)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,0009	0,0278	0,556
0333	Сероводород	0,008	0,008	-	-	2	0,00036	0,0038502	0,481275
0337	Углерод оксид	3	5	3	-	4	0,0848	2,1331	0,71103333
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,0762	1,8625	0,03725
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	50	-	-	50	-	1,06446	21,07374	0,4214748
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	30	-	-	30	-	0,20193	1,74882	0,058294
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,00272	0,022881	0,22881
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,00118	0,010111	0,050555
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,001297	0,0113605	0,01893417
<b>ВСЕГО:</b>		-	-	-	-	-	<b>1,538437</b>	<b>29,4942027</b>	<b>64,53595963</b>

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном проекте являются ориентировочными и укрупненными и не подлежат утверждению в качестве нормативов 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 «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения Юго-Западный Карабулак. Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при бурении скважин будут определены в Технических проектах на строительство скважин.

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

### **ТОО «САУТС-ОЙЛ»**

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

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу проведены на 2022 год, в котором, согласно технологическим показателям 1-го рекомендуемого

варианта разработки месторождения Юго-Западный Карабулак (таблица 3.1.2.3), достигается максимальная добыча нефти в объеме 112,4 тыс.тонн.

Перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, по рекомендуемому варианту представлен в таблице 4.4.2.

**Таблица 4.4.2 – Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу (1 рекомендуемый вариант) на месторождении Юго-Западный Карабулак. Территория ТОО «САУТС-ОЙЛ»**

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 диоксид	0,04	0,2	0,04	-	2	0,733	9,247	231,175
0304	Азот оксид	0,06	0,4	0,06	-	3	0,119	1,5025	25,0416667
0333	Сероводород	0,008	0,008	-	-	2	0,003588	0,0057	0,7125
0337	Углерод оксид	3	5	3	-	4	0,301	3,795	1,265
0410	Метан	50	-	-	50	-	0,301	3,795	0,0759
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	50	-	-	50	-	4,99567	30,96552	0,6193104
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	30	-	-	30	-	1,5678	2,6308	0,08769333
0602	Бензол	0,1	0,3	0,1	-	2	0,01989	0,0336	0,336
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	0,2	0,2	-	-	3	0,007917	0,01091	0,05455
0621	Метилбензол	0,6	0,6	-	-	3	0,01209	0,02111	0,03518333
<b>ВСЕГО:</b>		-	-	-	-	-	<b>8,060955</b>	<b>52,00714</b>	259,402804

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном проекте являются ориентировочными и укрупненными и не подлежат утверждению в качестве нормативов 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 ТОО «САУТС-ОЙЛ» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения Юго-Западный Карабулак. Объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве скважин будут определены в Технических проектах на строительство скважин.

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

#### **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 СанПиН №237 от 20.03.2015 г, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе месторождения Юго-Западный Карабулак, 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 Юго-Западный Карабулак.

#### **Территория АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»**

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Юго-Западный Карабулак в 1-ом квартале 2021 года составили:

- Оксид углерода  $0,8528 \text{ мг/м}^3$ ;
- Углерод (сажа)  $0,0164 \text{ мг/м}^3$ .
- Оксид азота  $0,0088 \text{ мг/м}^3$ ;

- Диоксид азота 0,0089 мг/м<sup>3</sup>;
- Углеводороды C<sub>12</sub>-C<sub>19</sub> 0,0363 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 12000х12000м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Расчет рассеивания проведен с учетом максимальной добычи нефти, который согласно таблице 3.1.2.1 приходится на 2023 год.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками.

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 Юго-Западный Карабулак. Территория АО «ПКР».**

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	-	0,356	0,052
0304	Азот оксид	0,4	-	0,047	0,023
0328	Углерод (Сажа)	0,15	-	0,111	0,109
0333	Сероводород	0,008	-	0,346	0,0016
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,181	0,171
0410	Метан	-	50	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	-	50	0,090	0,00059
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	-	30	0,055	0,00024
0602	Бензол	0,3	-	0,074	0,00033
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,069	0,00023
0621	Метилбензол	0,6	-	0,0094	0,000072

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

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

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Юго-Западный Карабулак (территория АО «ПККР») принят – 1000 м. (Заключение ГЭЭ Департамента экологии по Кызылординской области № KZ82VCZ00732623 от 25.11.2020 года к Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу для месторождения Юго-Западный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2021 год).

В соответствии с Приказом Министра национальной экономики РК №237 от 20.03.2015 г. Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» п.47 *«Размер СЗЗ для групп объектов или промышленного узла устанавливается с учетом суммарных выбросов и физического воздействия источников объектов, входящих в промышленную зону, промышленный узел (комплекс). Для них устанавливается единая расчетная СЗЗ, и после подтверждения расчетных параметров данными натурных исследований, оценки риска для здоровья населения окончательно устанавливается размер СЗЗ».*

В данном Отчете о возможных воздействиях по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны, равной 1000 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.

#### **ТОО «САУТС-ОЙЛ»**

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Юго-Западный Карабулак в 1-ом квартале 2021 года составили:

- Оксид азота 0,0056 мг/м<sup>3</sup>;
- Диоксид азота 0,0373 мг/м<sup>3</sup>;
- Углерод (сажа) 0,0423 мг/м<sup>3</sup>;
- Сера диоксид 0,0052 мг/м<sup>3</sup>;
- Углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> 0,0498 мг/м<sup>3</sup>;
- Толуол 0,0343 мг/м<sup>3</sup>;

- Бензол 0,0339 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 8000x8000м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Расчет рассеивания проведен с учетом максимальной добычи нефти, который согласно таблице 3.1.2.3 приходится на 2022 год. Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками.

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 4.5.2.

**Таблица 4.5.2 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Юго-Западный Карабулак. Территория ТОО «САУТС-ОЙЛ».**

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	-	2,323	0,373
0304	Азот оксид	0,4	-	0,187	0,029
0333	Сероводород	0,008	-	0,297	0,015
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,035	0,0031
0410	Метан	-	50	Расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	-	50	0,058	0,0044
0416	Смесь углеводородов предельных C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	-	30	0,035	0,0017
0602	Бензол	0,3	-	0,157	0,115
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,026	0,0013
0621	Метилбензол	0,6	-	0,070	0,058

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

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

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Юго-Западный Карабулак (территория ТОО «САУТС - ОЙЛ») составляет 500 метров.

В соответствии с Приказом Министра национальной экономики РК №237 от 20.03.2015 г. Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» п.47 *«Размер СЗЗ для групп объектов или промышленного узла устанавливается с учетом суммарных выбросов и физического воздействия источников объектов, входящих в промышленную зону, промышленный узел (комплекс). Для них устанавливается единая расчетная СЗЗ, и после подтверждения расчетных параметров данными натурных исследований, оценки риска для здоровья населения окончательно устанавливается размер СЗЗ».*

В данном Отчете о возможных воздействиях 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**

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Юго-Западный Карабулак по территории АО «ПККР» представлены в таблице 4.6.1.

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Юго-Западный Карабулак по территории АО «Саутс-Ойл» представлены в таблице 4.6.2.

**Таблица 4.6.1 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Юго-Западный Карабулак по территории АО «ПККР».**

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Организованные источники</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)</b>								
Печь подогрева ПП-063А	0101	-	-	0,03162	0,9972	0,03162	0,9972	2023
Печь подогрева ПП-063А	0201	-	-	0,03162	0,8742	0,03162	0,8742	2023
Печь подогрева ПП-063А	0301	-	-	0,02561	0,3319	0,02561	0,3319	2023
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)</b>								
Печь подогрева ПП-063А	0101	-	-	0,00514	0,16204	0,00514	0,16204	2023
Печь подогрева ПП-063А	0201	-	-	0,00514	0,14206	0,00514	0,14206	2023
Печь подогрева ПП-063А	0301	-	-	0,00416	0,05394	0,00416	0,05394	2023
<b>(0333) Сероводород (Дигидросульфид)</b>								
Резервуар V=75 м3	0002	-	-	0,0001	0,0011	0,0001	0,0011	2023
Резервуар V=75 м3	0003	-	-	0,0001	0,0011	0,0001	0,0011	2023
Дренажная емкость 8 м3	0302	-	-	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	2023
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)</b>								
Печь подогрева ПП-063А	0101	-	-	0,0262	0,826	0,0262	0,826	2023
Печь подогрева ПП-063А	0201	-	-	0,0262	0,7241	0,0262	0,7241	2023
Печь подогрева ПП-063А	0301	-	-	0,0236	0,3055	0,0236	0,3055	2023
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Печь подогрева ПП-063А	0101	-	-	0,0262	0,826	0,0262	0,826	2023
Печь подогрева ПП-063А	0201	-	-	0,0262	0,7241	0,0262	0,7241	2023
Печь подогрева ПП-063А	0301	-	-	0,0236	0,3055	0,0236	0,3055	2023
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5</b>								
Резервуар V=75 м3	0002	-	-	0,1606	1,3482	0,1606	1,3482	2023
Резервуар V=75 м3	0003	-	-	0,1606	1,3482	0,1606	1,3482	2023
Дренажная емкость 8 м3	0302	-	-	0,1606	0,0003	0,1606	0,0003	2023
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10</b>								
Резервуар V=75 м3	0002	-	-	0,0594	0,4987	0,0594	0,4987	2023
Резервуар V=75 м3	0003	-	-	0,0594	0,4987	0,0594	0,4987	2023
Дренажная емкость 8 м3	0302	-	-	0,0594	0,0001	0,0594	0,0001	2023



<b>(0602) Бензол (64)</b>								
Резервуар V=75 м3	0002	-	-	0,0008	0,0065	0,0008	0,0065	2023
Резервуар V=75 м3	0003	-	-	0,0008	0,0065	0,0008	0,0065	2023
Дренажная емкость 8 м3	0302	-	-	0,0008	0,000001	0,0008	0,000001	2023
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)</b>								
Резервуар V=75 м3	0002	-	-	0,0002	0,002	0,0002	0,002	2023
Резервуар V=75 м3	0003	-	-	0,0002	0,002	0,0002	0,002	2023
Дренажная емкость 8 м3	0302	-	-	0,0005	0,000001	0,0005	0,000001	2023
<b>(0621) Метилбензол (349)</b>								
Резервуар V=75 м3	0002	-	-	0,0005	0,0041	0,0005	0,0041	2023
Резервуар V=75 м3	0003	-	-	0,0005	0,0041	0,0005	0,0041	2023
Дренажная емкость 8 м3	0302	-	-	0,0002	0,0000005	0,0002	0,0000005	2023
<b>В том числе факелы:</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)</b>								
Дежурная горелка	0001	-	-	0,0011	0,0333	0,0011	0,0333	2023
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)</b>								
Дежурная горелка	0001	-	-	0,0002	0,0054	0,0002	0,0054	2023
<b>(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)</b>								
Дежурная горелка	0001	-	-	0,0009	0,0278	0,0009	0,0278	2023
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)</b>								
Дежурная горелка	0001	-	-	0,0088	0,2775	0,0088	0,2775	2023
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Дежурная горелка	0001	-	-	0,0002	0,0069	0,0002	0,0069	2023
<b>Итого по организованным источникам:</b>				<b>0,93129</b>	<b>10,3450427</b>	<b>0,93129</b>	<b>10,3450427</b>	
<b>Неорганизованные источники</b>								
<b>(0333) Сероводород (Дигидросульфид)</b>								
Насосы на площадке УПСВ-1	6002	-	-	0,000018	0,0006	0,000018	0,0006	2023
Насос на площадке скважины	6401	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6402	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6403	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6404	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6405	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6406	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6407	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6408	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6409	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6410	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023



Насос на площадке скважины	6411	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6412	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6413	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6414	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6415	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6416	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6417	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6418	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6419	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6420	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
Насос на площадке скважины	6421	-	-	0,000002	0,00005	0,000002	0,00005	2023
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5</b>								
Оборудование УПСВ-1	6001	-	-	0,03494	1,10185	0,03494	1,10185	2023
Насосы на площадке УПСВ-1	6002	-	-	0,02214	0,69822	0,02214	0,69822	2023
Оборудование ЗУ-1	6101	-	-	0,0537	1,6936	0,0537	1,6936	2023
Оборудование ЗУ-2	6201	-	-	0,04746	1,4968	0,04746	1,4968	2023
Оборудование ГУ Спутник-3	6301	-	-	0,01129	0,35619	0,01129	0,35619	2023
Насос на площадке скважины	6401	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6402	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6403	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6404	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6405	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6406	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6407	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6408	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6409	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6410	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6411	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6412	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6413	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6414	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6415	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6416	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6417	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6418	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6419	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Насос на площадке скважины	6420	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023



Насос на площадке скважины	6421	-	-	0,00201	0,06347	0,00201	0,06347	2023
Площадка скважины	6422	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6423	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6424	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6425	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6426	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6427	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6428	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6429	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6430	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6431	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6432	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6433	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6434	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6435	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6436	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6437	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6438	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6439	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6440	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6441	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6442	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6443	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6444	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6445	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6446	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6447	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6448	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6449	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6450	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6451	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6452	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6453	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
Площадка скважины	6454	-	-	0,01124	0,35447	0,01124	0,35447	2023
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10</b>								
Насосы на площадке УПСВ-1	6002	-	-	0,00819	0,25824	0,00819	0,25824	2023
Насос на площадке скважины	6401	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023



Насос на площадке скважины	6402	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6403	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6404	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6405	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6406	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6407	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6408	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6409	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6410	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6411	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6412	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6413	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6414	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6415	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6416	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6417	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6418	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6419	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6420	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
Насос на площадке скважины	6421	-	-	0,00074	0,02348	0,00074	0,02348	2023
<b>(0602) Бензол (64)</b>								
Насосы на площадке УПСВ-1	6002	-	-	0,00011	0,00337	0,00011	0,00337	2023
Насос на площадке скважины	6401	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6402	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6403	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6404	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6405	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6406	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6407	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6408	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6409	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6410	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6411	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6412	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6413	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6414	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6415	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023



Насос на площадке скважины	6416	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6417	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6418	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6419	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6420	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
Насос на площадке скважины	6421	-	-	0,00001	0,00031	0,00001	0,00031	2023
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)</b>								
Насосы на площадке УПСВ-1	6002	-	-	0,00007	0,00212	0,00007	0,00212	2023
Насос на площадке скважины	6401	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6402	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6403	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6404	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6405	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6406	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6407	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6408	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6409	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6410	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6411	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6412	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6413	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6414	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6415	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6416	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6417	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6418	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6419	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6420	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
Насос на площадке скважины	6421	-	-	0,00001	0,00019	0,00001	0,00019	2023
<b>(0621) Метилбензол</b>								
Насосы на площадке УПСВ-1	6002	-	-	0,000034	0,00106	0,000034	0,00106	2023
Насос на площадке скважины	6401	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6402	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6403	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6404	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6405	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6406	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023



Насос на площадке скважины	6407	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6408	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6409	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6410	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6411	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6412	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6413	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6414	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6415	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6416	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6417	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6418	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6419	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6420	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
Насос на площадке скважины	6421	-	-	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2023
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>		-	-	<b>0,607147</b>	<b>19,14916</b>	<b>0,607147</b>	<b>19,14916</b>	
<b>ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:</b>		-	-	<b>1,538437</b>	<b>29,4942027</b>	<b>1,538437</b>	<b>29,4942027</b>	
<b>Твердые:</b>		-	-	<b>0,0009</b>	<b>0,0278</b>	<b>0,0009</b>	<b>0,0278</b>	
<b>Газообразные, жидкие:</b>		-	-	<b>1,537537</b>	<b>29,4664027</b>	<b>1,537537</b>	<b>29,4664027</b>	

**Таблица 4.6.2 - Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения на месторождении Юго-Западный Карабулак по территории АО «Саутс-Ойл»**

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2022 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Организованные источники</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)</b>								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,1466	1,8494	0,1466	1,8494	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,1466	1,8494	0,1466	1,8494	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0101	-	-	0,1466	1,8494	0,1466	1,8494	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0102	-	-	0,1466	1,8494	0,1466	1,8494	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0103	-	-	0,1466	1,8494	0,1466	1,8494	2022
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)</b>								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0238	0,3005	0,0238	0,3005	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0238	0,3005	0,0238	0,3005	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0101	-	-	0,0238	0,3005	0,0238	0,3005	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0102	-	-	0,0238	0,3005	0,0238	0,3005	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0103	-	-	0,0238	0,3005	0,0238	0,3005	2022
<b>(0333) Сероводород (Дигидросульфид)</b>								
Резервуар V=126 м3. Скв. 20	0201	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 22	0202	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 2	0203	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 15	0204	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 23	0205	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 25	0206	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 17	0207	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 19	0208	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 21	0209	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 4	0210	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 16	0211	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 32	0212	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 36	0213	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 42	0214	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 46	0215	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022



Резервуар V=126 м3. Скв. 29	0216	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 30	0217	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 31	0218	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 50	0219	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 28	0220	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 35	0221	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 51	0222	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 52	0223	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 27	0224	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 6	0225	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 5	0226	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 10	0227	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 12	0228	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 24	0229	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 38	0230	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 13	0231	-	-	0,000002	0,00011	0,000002	0,00011	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 26	0232	-	-	0,000002	0,00009	0,000002	0,00009	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 37	0233	-	-	0,000002	0,00009	0,000002	0,00009	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 45	0234	-	-	0,000002	0,00009	0,000002	0,00009	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 47	0235	-	-	0,000002	0,00009	0,000002	0,00009	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 33	0236	-	-	0,000002	0,00009	0,000002	0,00009	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 53	0237	-	-	0,000002	0,00009	0,000002	0,00009	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 54	0238	-	-	0,000002	0,00009	0,000002	0,00009	2022
Резервуар V=80 м3. Скв. 34	0239	-	-	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0240	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0241	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0242	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0243	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0244	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0245	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0246	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0247	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0248	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0249	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0250	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0251	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0252	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022



Нефтеналивная эстакада на скважине	0253	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0254	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0255	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0256	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0257	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0258	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0259	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0260	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0261	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0262	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0263	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0264	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0265	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0266	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0267	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0268	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0269	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0270	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0271	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0272	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0273	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0274	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0275	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0276	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0277	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0278	-	-	0,00009	0,00004	0,00009	0,00004	2022
<b>(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ)</b>								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0101	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0102	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0103	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
<b>(0410) Метан (727*)</b>								
Печь подогрева ПП-0,63	0001	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0002	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0101	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
Печь подогрева ПП-0,63	0102	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022



Печь подогрева ПП-0,63	0103	-	-	0,0602	0,759	0,0602	0,759	2022
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5</b>								
Резервуар V=126 м3. Скв. 20	0201	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 22	0202	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 2	0203	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 15	0204	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 23	0205	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 25	0206	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 17	0207	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 19	0208	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 21	0209	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 4	0210	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 16	0211	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 32	0212	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 36	0213	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 42	0214	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 46	0215	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 29	0216	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 30	0217	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 31	0218	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 50	0219	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 28	0220	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 35	0221	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 51	0222	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 52	0223	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 27	0224	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 6	0225	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 5	0226	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 10	0227	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 12	0228	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 24	0229	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 38	0230	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 13	0231	-	-	0,0022	0,1362	0,0022	0,1362	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 26	0232	-	-	0,0022	0,109	0,0022	0,109	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 37	0233	-	-	0,0022	0,109	0,0022	0,109	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 45	0234	-	-	0,0022	0,109	0,0022	0,109	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 47	0235	-	-	0,0022	0,109	0,0022	0,109	2022



Резервуар V=63 м3. Скв. 33	0236	-	-	0,0022	0,109	0,0022	0,109	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 53	0237	-	-	0,0022	0,109	0,0022	0,109	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 54	0238	-	-	0,0022	0,109	0,0022	0,109	2022
Резервуар V=80 м3. Скв. 34	0239	-	-	0,0022	0,1226	0,0022	0,1226	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0240	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0241	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0242	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0243	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0244	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0245	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0246	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0247	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0248	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0249	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0250	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0251	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0252	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0253	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0254	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0255	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0256	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0257	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0258	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0259	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0260	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0261	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0262	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0263	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0264	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0265	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0266	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0267	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0268	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0269	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0270	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0271	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0272	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022



Нефтеналивная эстакада на скважине	0273	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0274	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0275	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0276	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0277	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0278	-	-	0,1065	0,0515	0,1065	0,0515	2022
<b>(0416) Смесь углеводородов предельных С6-С10</b>								
Резервуар V=126 м3. Скв. 20	0201	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 22	0202	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 2	0203	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 15	0204	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 23	0205	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 25	0206	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 17	0207	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 19	0208	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 21	0209	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 4	0210	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 16	0211	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 32	0212	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 36	0213	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 42	0214	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 46	0215	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 29	0216	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 30	0217	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 31	0218	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 50	0219	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 28	0220	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 35	0221	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 51	0222	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 52	0223	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 27	0224	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 6	0225	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 5	0226	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 10	0227	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 12	0228	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 24	0229	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 38	0230	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022



Резервуар V=126 м3. Скв. 13	0231	-	-	0,0008	0,0504	0,0008	0,0504	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 26	0232	-	-	0,0008	0,0403	0,0008	0,0403	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 37	0233	-	-	0,0008	0,0403	0,0008	0,0403	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 45	0234	-	-	0,0008	0,0403	0,0008	0,0403	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 47	0235	-	-	0,0008	0,0403	0,0008	0,0403	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 33	0236	-	-	0,0008	0,0403	0,0008	0,0403	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 53	0237	-	-	0,0008	0,0403	0,0008	0,0403	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 54	0238	-	-	0,0008	0,0403	0,0008	0,0403	2022
Резервуар V=80 м3. Скв. 34	0239	-	-	0,0008	0,0453	0,0008	0,0453	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0240	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0241	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0242	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0243	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0244	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0245	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0246	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0247	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0248	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0249	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0250	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0251	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0252	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0253	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0254	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0255	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0256	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0257	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0258	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0259	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0260	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0261	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0262	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0263	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0264	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0265	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0266	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0267	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022



Нефтеналивная эстакада на скважине	0268	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0269	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0270	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0271	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0272	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0273	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0274	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0275	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0276	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0277	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0278	-	-	0,0394	0,019	0,0394	0,019	2022
<b>(0602) Бензол</b>								
Резервуар V=126 м3. Скв. 20	0201	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 22	0202	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 2	0203	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 15	0204	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 23	0205	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 25	0206	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 17	0207	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 19	0208	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 21	0209	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 4	0210	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 16	0211	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 32	0212	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 36	0213	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 42	0214	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 46	0215	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 29	0216	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 30	0217	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 31	0218	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 50	0219	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 28	0220	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 35	0221	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 51	0222	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 52	0223	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 27	0224	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 6	0225	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022



Резервуар V=126 м3. Скв. 5	0226	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 10	0227	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 12	0228	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 24	0229	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 38	0230	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 13	0231	-	-	0,00001	0,0007	0,00001	0,0007	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 26	0232	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 37	0233	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 45	0234	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 47	0235	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 33	0236	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 53	0237	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 54	0238	-	-	0,00001	0,0005	0,00001	0,0005	2022
Резервуар V=80 м3. Скв. 34	0239	-	-	0,00001	0,0006	0,00001	0,0006	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0240	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0241	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0242	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0243	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0244	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0245	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0246	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0247	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0248	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0249	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0250	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0251	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0252	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0253	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0254	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0255	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0256	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0257	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0258	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0259	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0260	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0261	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0262	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022



Нефтеналивная эстакада на скважине	0263	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0264	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0265	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0266	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0267	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0268	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0269	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0270	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0271	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0272	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0273	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0274	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0275	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0276	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0277	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0278	-	-	0,0005	0,0002	0,0005	0,0002	2022
<b>(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)</b>								
Резервуар V=126 м3. Скв. 20	0201	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 22	0202	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 2	0203	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 15	0204	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 23	0205	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 25	0206	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 17	0207	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 19	0208	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 21	0209	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 4	0210	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 16	0211	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 32	0212	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 36	0213	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 42	0214	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 46	0215	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 29	0216	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 30	0217	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 31	0218	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 50	0219	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 28	0220	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022



Резервуар V=126 м3. Скв. 35	0221	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 51	0222	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 52	0223	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 27	0224	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 6	0225	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 5	0226	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 10	0227	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 12	0228	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 24	0229	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 38	0230	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 13	0231	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 26	0232	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 37	0233	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 45	0234	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 47	0235	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 33	0236	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 53	0237	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 54	0238	-	-	0,000003	0,0002	0,000003	0,0002	2022
Резервуар V=80 м3. Скв. 34	0239	-	-	0,000003	0,00019	0,000003	0,00019	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0240	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0241	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0242	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0243	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0244	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0245	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0246	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0247	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0248	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0249	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0250	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0251	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0252	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0253	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0254	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0255	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0256	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0257	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022



Нефтеналивная эстакада на скважине	0258	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0259	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0260	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0261	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0262	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0263	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0264	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0265	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0266	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0267	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0268	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0269	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0270	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0271	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0272	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0273	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0274	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0275	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0276	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0277	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0278	-	-	0,0002	0,00008	0,0002	0,00008	2022
<b>(0621) Метилбензол</b>								
Резервуар V=126 м3. Скв. 20	0201	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 22	0202	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 2	0203	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 15	0204	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 23	0205	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 25	0206	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 17	0207	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 19	0208	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 21	0209	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 4	0210	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 16	0211	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 32	0212	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 36	0213	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 42	0214	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 46	0215	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022



Резервуар V=126 м3. Скв. 29	0216	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 30	0217	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 31	0218	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 50	0219	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 28	0220	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 35	0221	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 51	0222	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 52	0223	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 27	0224	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 6	0225	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 5	0226	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 10	0227	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 12	0228	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 24	0229	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 38	0230	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=126 м3. Скв. 13	0231	-	-	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 26	0232	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 37	0233	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 45	0234	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 47	0235	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 33	0236	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 53	0237	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2022
Резервуар V=63 м3. Скв. 54	0238	-	-	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2022
Резервуар V=80 м3. Скв. 34	0239	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0240	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0241	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0242	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0243	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0244	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0245	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0246	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0247	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0248	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0249	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0250	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0251	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0252	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022



Нефтеналивная эстакада на скважине	0253	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0254	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0255	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0256	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0257	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0258	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0259	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0260	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0261	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0262	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0263	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0264	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0265	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0266	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0267	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0268	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0269	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0270	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0271	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0272	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0273	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0274	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0275	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0276	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0277	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
Нефтеналивная эстакада на скважине	0278	-	-	0,0003	0,00016	0,0003	0,00016	2022
<b>В том числе факелы</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого по организованным источникам:</b>		-	-	<b>7,304585</b>	<b>28,15792</b>	<b>7,304585</b>	<b>28,15792</b>	
<b>Неорганизованные источники</b>								
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5</b>								
Оборудование ЗУ	6001	-	-	0,0372	1,17317	0,0372	1,17317	2022
Оборудование ДНС	6101	-	-	0,04525	1,4269	0,04525	1,4269	2022
Скважина	6201	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6202	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6203	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022



Скважина	6204	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6205	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6206	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6207	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6208	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6209	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6210	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6211	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6212	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6213	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6214	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6215	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6216	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6217	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6218	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6219	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6220	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6221	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6222	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6223	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6224	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6225	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6226	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6227	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6228	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6229	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6230	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6231	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6232	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6233	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6234	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6235	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6236	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6237	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6238	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
Скважина	6239	-	-	0,01728	0,54485	0,01728	0,54485	2022
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>		-	-	<b>0,75637</b>	<b>23,84922</b>	<b>0,75637</b>	<b>23,84922</b>	



<b>ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:</b>	-	-	<b>8,060955</b>	<b>52,00714</b>	<b>8,060955</b>	<b>52,00714</b>	
<b>Твердые:</b>	-	-	-	-	-	-	
<b>Газообразные, жидкие:</b>	-	-	<b>8,060955</b>	<b>52,00714</b>	<b>8,060955</b>	<b>52,00714</b>	

#### 4.7 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Юго-Западный Карабулак 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 Юго-Западный Карабулак по любому из рассмотренных вариантов 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 Юго-Западный Карабулак 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:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- 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;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- 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;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- сепараторы и другие аппараты, работающие под давлением, должны эксплуатироваться в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

#### **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 неблагоприятных 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 Юго-Западный Карабулак 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: азота оксиды, оксид углерода, серы диоксид, сероводород, сажа, углеводороды. Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

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

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

На месторождении Юго-Западный Карабулак предусматривается также контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы предельно допустимых выбросов (ПДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

Нормативы ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу, по каждому веществу, приведены в «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу для месторождения Юго-Западный Карабулак АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на 2021 год» и в «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) вредных веществ в атмосферу месторождения Юго-Западный Карабулак ТОО «САУТС - ОЙЛ» на 2021 год».

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

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

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Юго-Западный Карабулак 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 Поверхностные воды**

На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков.

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.

### **5.2 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 Арыскум. 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 грядовый и барханно-грядовый 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 Арыскумского 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 нефтегазонасность.

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

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

В *триас-юрском гидрогеологическом этапе* 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 сверху 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-верхнетчетвертичных 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 нижнетчетвертичных аллювиально-пролювиальных отложений (арQI)*

Нижнетчетвертичные 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, разнозернистыми, 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 нижнетчетвертичные 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 нижележащих 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 Ахши 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 водупором служат глинистые прослои 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 Арысум 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 олигоценых отложениях постоянным водоупором являются глины верхнего эоцена. Подземные воды олигоценых 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 Арыкумского артезианского бассейна получили наиболее широкое распространение. Меловыми отложениями выполнены Жиланчинский и Арыкумский 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 неокомскими образованиями, выполняющими Южно-Тургайскую впадину. Они залегают либо непосредственно на породах палеозойского фундамента, либо на размытой 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 олигоценовых 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 разномерными 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 разномерными кварцевого состава. 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 понижении до 17,5 м. На соседних территориях дебиты скважин гораздо значительнее и достигают 4-5 л/с при понижении 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 Джезказган-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-Сарысульской 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 Арыскупской 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 разномерные 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. Областями 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 солоноватые 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 Арыскум. 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.

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

Предприятиями АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС ОЙЛ» на территории месторождения Юго-Западный Карабулак не осуществляется эксплуатация подземных вод. В этом направлении мониторинг не предусматривается.

Хозяйственно-бытовые сточные воды с контрактной территории ТОО «САУТС ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак поступают на собственные очистные сооружения биологической очистки, расположенные на месторождении Кенлык.

Хозяйственно-бытовые сточные воды с контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак поступают на собственные очистные сооружения биологической очистки, расположенные на месторождении Арысқум.

В связи с вышеуказанным, мониторинг сточных вод предприятиями АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» на территории месторождения Юго-Западный Карабулак не проводится.

## 5.4 Водопотребление и водоотведение

### 5.4.1 Существующая система водоснабжения и водоотведения на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак

#### Водоснабжение

Водоснабжение месторождения Юго-Западный Карабулак контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» осуществляется с помощью водовозов, которые доставляют воду из артезианской скважины месторождения Кызылкия.

Для питьевых нужд, работающих людей на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды.

#### Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды, образовавшиеся в процессе бытовой деятельности, собираются в септик, исполняющего роль отстойника, а затем вывозятся ассенизационными машинами на ближайшие очистные сооружения сточных вод – биологические пруды месторождения Арыскуп.

Ориентировочное расчетное потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Юго-Западный Карабулак АО «ПКР» выполнено на основании рекомендаций:

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

При расчете ориентировочной потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственно-бытовые нужды – 0,1 м<sup>3</sup>/сутки на человека;
- ориентировочное количество работающего персонала – 34 человека.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 5.4.1.1.

**Таблица 5.4.1.1 – Ориентировочный баланс 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	34	0,1	3,4	1241	3,4	1241
<b>Всего:</b>				3,4	1241	3,4	1241
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,17	62,05	0,17	62,05
<b>Итого:</b>				<b>3,57</b>	<b>1303,05</b>	<b>3,57</b>	<b>1303,05</b>

#### **5.4.2 Существующая система водоснабжения и водоотведения на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак**

##### Водоснабжение

Водоснабжение для хозяйственно-бытовых нужд осуществляется с водяной скважины. Водозабор расположен на контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» на нефтяном месторождении Кенлык.

Для питьевых нужд, работающих людей на производственных площадках используется питьевая бутилированная вода. Поставка питьевой воды на месторождение осуществляется на договорной основе. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды.

##### Водоотведение

В настоящее время хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся по подземной самотечной канализационной сети в септики и по мере накопления вывозятся станцию биологической очистки, расположенной на месторождении Кенлык.

Ориентировочное расчетное потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Юго-Западный Карабулак ТОО «САУТС ОЙЛ» выполнено на основании рекомендаций:

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

При расчете ориентировочной потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственно-бытовые нужды – 0,1 м<sup>3</sup>/сутки на человека;
- ориентировочное количество работающего персонала – 72 человека.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 5.4.2.1.

**Таблица 5.4.2.1 – Ориентировочный баланс 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	72	0,1	7,2	2628,0	7,2	2628,0
<b>Всего:</b>				<b>7,2</b>	<b>2628,0</b>	<b>7,2</b>	<b>2628,0</b>
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	0,36	131,4	0,36	131,4
<b>Итого:</b>				<b>7,56</b>	<b>2759,4</b>	<b>7,56</b>	<b>2759,4</b>

### 5.3 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 на данный проектный период разработки месторождения Юго-Западный Карабулак при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохранных мер, предусматриваемый на месторождении, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

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 Юго-Западный Карабулак присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

#### **5.4 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 Юго-Западный Карабулак рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- 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 разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- 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.

### **5.5 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.

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах.

## 6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

### 6.1 Геологическая характеристика месторождения

Месторождение Юго-Западный Карабулак разрабатывается двумя недропользователями: АО «ПККР» (северная часть месторождения) и ТОО «СО» (южная часть месторождения). По состоянию на 01.01.2021 года в фонде месторождения недропользователей числится 101 скважина, из которых в северной части месторождения (территория АО «ПККР») пробурено 50 скважин, в южной части (территория ТОО «САУТС-ОЙЛ») – 51 скважина.

#### *Литолого-стратиграфическая характеристика*

В строении месторождения Юго-Западный Карабулак принимают участие отложения каменноугольных, юрско-меловых и палеоген-четвертичных осадочных отложений, вскрытых в результате бурения скважин. Максимальная длина проходки составила 1821 м в наклонно-направленной скважине ЮК-41.

#### *Палеозойская группа (PZ)*

На месторождении Юго-Западный Карабулак домезозойский фундамент, литологически можно условно разделить на две основные части: терригенную и карбонатную. Терригенная часть горизонта PZ залегает в верхней его части и представляет собой так называемую «кору выветривания», породы в разной степени обогащены обломочным материалом, представлены песчаными, гравийными, алевритовыми и глинистыми фракциями. Нижняя карбонатная часть горизонта PZ сложена преимущественно, известняками серыми, темно-серыми, коричневато-серыми, мелко-, микрозернистыми, обломочными, массивными, плотными, твердыми, доломитизированными, ниже-среднекаменноугольного возраста.

*Каменноугольная система (C). Нерасчлененные отложения ниже-среднего отделов (C<sub>1</sub>-C<sub>2</sub>)* сложены известняками темно-серыми, светло-серыми, массивными, комковатыми, в различной степени органогенными с прослоями доломитизированных известняков, доломитов, мергелей и аргиллитов. В верхней части карбонатные породы выветрелые, кавернозные, нефтенасыщенные, к ним приурочен продуктивный горизонт PZ. Возраст отложений нижний-средний карбон установлен по единичным определениям фораминифер в шламе на площади АО «ПККР». Фораминиферы встречены в 15 образцах шлама и по заключению В.Я. Жайминой возраст отложений предположительно определяется как самые верхи C<sub>1</sub> – низы C<sub>2</sub>.

### *Мезозойская группа (MZ)*

*Юрская система (J)* представлена только верхним отделом и скважинами вскрыта только в объеме кумкольской и акшабулакской свит, которые распространены в межгорных впадинах палеозойского фундамента. На поднятиях, в большинстве случаев, юрские отложения отсутствуют вследствие размыва. Отложения *кумкольской свиты (J<sub>3km</sub>)* представлены *верхнекумкольской подсвитой (J<sub>3km3</sub>)*, сложенной чередованием глин, глинистых алевролитов с песчаниками, глинистыми песчаниками. В разрезе преобладают песчаные породы. В некоторых интервалах песчаники представлены прибрежными кварцевыми разностями, имеющими низкие значения гамма-активности. Максимальная толщина подсвиты составляет 42 м. В нижней части отложения *акшабулакской свиты (J<sub>3ak</sub>)* вскрыты во всех скважинах месторождения, кроме скважин, пробуренных на северо-восточном поднятии в районе скважины ЗК-1. В северной части территории месторождения в нижней части свиты выделены песчаные породы с низкой гамма-активностью, чередующиеся с глинистыми породами. Толщина свиты достигает 35 м.

*Отложения меловой системы (K)* вскрыты всеми пробуренными скважинами. Нижняя часть меловых отложений по литологическому составу расчленяется на даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую свиты. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона. С отложениями даульской свиты связана нефтегазоносность Арыскупского прогиба.

*Нижний неом (K<sub>1nc1</sub>)*. В разрезе нижнего неокома выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

*Нижнедаульская подсвита (K<sub>1nc1</sub>)* расчленена на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

*Арыскупский горизонт (K<sub>1nc1ar</sub>)* является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В пределах месторождения верхняя пачка выпадает (выклинивается) из разреза. В связи с этим, приводится описание только нижней и средней пачек. Нижняя пачка сложена песчаниками, мелко-, среднезернистыми слабосцементированными с прослоями аргиллитов. В подошвенной части содержит грубообломочные породы: конгломераты, гравелиты и песчаники крупнозернистые, в некоторых скважинах представленные карбонатами. Они слагают базальную часть арыскупского горизонта, к нижней части которого приурочен продуктивный горизонт М-II. Толщина арыскупского горизонта в районе скважин 10, 11, 12, 15 колеблется от 19 до 22 м.

*Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты ( $K_1nc_2$ )* представлен коричневыми глинами с тонкими прослоями песчаников, алевролитов, являющимися региональным флюидоупором для нефтеносных отложений арыскумского горизонта.

*Верхнедаульская подсвита ( $K_1nc_2$ )* в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, в верхней - преимущественно глинами.

*Карачетауская свита ( $K_1a-al_2$ )* включает отложения апт-альба, с размывом залегающие на даульской свите. В нижней части сложена серо-цветными слабосцементированными песчаниками с прослоями гравелитов, в верхней части - глинами. Все породы сильно насыщены углефицированными растительными остатками.

*Кызылкиинская свита ( $K_1a1_3-K_2s$ )*, объединяющая отложения альб-сеномана, залегает согласно на отложениях карачетауской свиты и сложена пестро-цветными, глинистыми алевролитами и глинами с прослоями песков и песчаников.

*Верхний отдел ( $K_2$ ). Туронский ярус ( $K_2t$ ). Балапанская свита ( $K_2bl$ ).* Отложения турона выделены в балапанскую свиту. Она залегает трансгрессивно на кызылкиинской свите и сложена зеленовато-серыми песками и глинами с тонкой горизонтальной слоистостью, с включениями обугленных остатков растений и зерен глауконита. Возраст установлен по спорам и пыльце как раннетуронский.

*Нерасчлененный верхний турон-нижний сенон ( $K_2t_2-sn_1$ ).* Отложения этой толщи залегают с размывом на породах балапанской свиты и представлены переслаивающимися пластами пестро-цветных песков и глин. Возраст толщи обоснован комплексами спор и пыльцы.

*Верхнесенонский надъярус ( $K_2sn_2$ ).* В пределах Арыскумского прогиба отложения верхнего сенона в большинстве случаев отсутствуют за счет размыва в предпалеогеновое время. Толща сложена серыми глинами в основании и белыми песками с прослоями известняков в верхней части разреза. Возраст толщи устанавливается на основании морской фауны, микрофауны и спорово-пыльцевых комплексов, как кампан-маастрихтский.

*Кайнозойская группа ( $KZ$ )* сложена морскими и континентальными отложениями палеогеновой и неоген-четвертичной систем.

*Палеогеновая система ( $P$ )* представлена палеоценом и частично эоценом. Отложения *палеоцена ( $P_1$ )* с размывом залегают на породах верхнего мела и представлены кварц-глауконитовыми песками и песчаниками с желваками фосфоритов.

Отложения эоцена ( $P_2$ ) залегают с разрывом и фосфоритовой галькой в основании на отложениях палеоцена. Нижняя часть отложений сложена зеленовато-серыми глинами с прослоями песчаников и алевролитов с включениями обугленных растительных остатков. В составе средней части - мергели и известняки с тонкими прослоями песчаников и алевролитов, в верхней - серые и зеленые тонкослоистые глины с включениями марказита, глауконита, зубов и чешуи рыб. Нерасчлененные неоген-четвертичные отложения ( $N-Q$ ) сложены песками, суглинками, супесями, галечником, гравийными песками толщиной до 20 м.

### Тектоника

Месторождение Юго-Западный Карабулак в тектоническом отношении расположено в северо-западной части Аксайской горст-антиклинальной зоны, выделенной как Карабулакская антиклинальная структура. (Рисунок 6.1.1).



Рисунок 6.1.1. – Тектоническая схема

Месторождение Юго-Западный Карабулак делится на несколько сводов.

На структурной карте по кровле отложений PZ выделяются купола основного Центрального и Северного сводов. Центральный свод осложнен несколькими вторичными куполами. В результате тектонической деятельности и денудации в позднепалеозойскую эпоху (нижний карбон) образовался сложный изрезанный рельеф с вертикальными уступами, типа небольших палео-останцов и палео-впадин. Расположение куполов в центральной части кольцевое, в результате которого, в середине образуются глубокие мульды. Поднятие имеет сложную форму. В центральной части картируются палеоподнятия в районе скважин ЗК-42, ЗК-45, ЮК-10, ЮК-27, в южной – в районе скважины ЮК-39. Размеры палеоподнятий небольшие, порядка 0,5х0,5 км. Самым высоким (абс. отм. -1367,6 м) является поднятие, расположенное в районе скважины ЮК-10. Все они отделены между собой неглубокими (10-30 м) седловинами или впадинами глубиной 40-60 м. Купола Центрального свода месторождения Юго-Западный Карабулак по поверхности палеозойского фундамента ниже куполов Северного, а окружающие небольшие мульды и перегибы заполнены верхнеюрскими отложениями.

В северо-восточном направлении от Центрального свода через седловину картируются поднятия в районе скважины ЗК-11 и в районе скважины ЗК-19.

В Пересчете запасов по состоянию на 02.01.2017 г. на структурной карте по кровле ОГ-PZ выделялось поднятие в районе скважины ЗК-10, контролируемое с запада и востока условными разломами, простирающимися с юга на север. После бурения скважины ЗК-11 была проведена переинтерпретация сейсмических данных 3Д северной части месторождения, в результате которой структурный план по кровле ОГ-PZ претерпел некоторые изменения. Было выявлено, что поднятие в районе скважин ЗК-10 и ЗК-11 является продолжением Центрального свода через седловину, и не подтвержден условный разлом, отделявший его от основной залежи. В отчете «Прирост запасов... 2021 г.» были выделены разломы  $f_1$  и  $f_2$  осложняющие структуру и имеющие не протяженную длину. По замыкающей изогипсе -1380 м поднятие в районе скважины ЗК-11 имеет вытянутую в субмеридиональном направлении форму, размеры 1,5х0,5 км и высоту порядка 40 метров.

Самым высоким (-1311 м) на структурной карте по кровле отложений PZ является поднятие Северного свода, расположенное в районе скважины ЗК-19. Это поднятие контролируется тектоническими нарушениями с севера и с запада -  $f_3$ , с востока -  $f_4$ , с юга -  $f_5$ . Размеры поднятия 2,3х1,0 км с амплитудой около 80 м. К западу от разлома  $f_3$  картируется небольшое поднятие в районе скважин ЗК-60 и ЗК-61, осложненное с северо-запада небольшим разломом. Размеры поднятия по замкнутой изогипсе -1360 м 2,0х0,4 км.



Купола Северного свода месторождения Юго-Западный Карабулак по поверхности палеозойского фундамента полностью перекрыты отложениями нижнего мела, а окружающие купола небольшие мульды и перегибы выполнены верхнеюрскими отложениями.

На месторождении юрские отложения, облекая палеозойские выступы, которые занимают всю центральную часть месторождения, создают антиклинальные складки-облекания. Одна из структур расположена в западной части карты кровли горизонта J-I, и является наиболее разбуренной. По замыкающей изогипсе -1460 м она вытянута в северо-восточном направлении, ограничена выступом фундамента, имеет длину около 2,8 км при ширине порядка 0,6 км. Высота составляет 30 м.

По кровле арыкумского горизонта Паг сструктурный план Центрального и Северного сводов унаследовано повторяют структуру нижележащего горизонта PZ.

Поднятие в районе скважины ЗК-10 отделено от Центрального и Северного сводов условными тектоническими разломами. После проекта разработки на Северном своде в районе скважины ЗК-10 были пробурены скважины ЗК-11, ЗК-12, ЗК-15. Как было описано выше, было установлено, что поднятие высотой 25 м и размерами 2,0x0,7 км является продолжением Центрального свода. Структура осложнена с северо-запада разломом  $f_1$ .

На Северном своде по продуктивному горизонту М-II закартированы два антиклинальных поднятия. В западной части свода структура в районе скважины ЗК-19 осложнена тектоническими разломами с запада, юга и востока. По замыкающей изогипсе -1350 м поднятие имеет размеры 2,3x3 км с высотой около 55 м. В восточной части поднятие в районе скважины ЗК-24 имеет небольшие размеры 1,1x0,5 км с высотой порядка 10 м по замкнутой изогипсе -1350 м.

### **Нефтегазоносность**

На месторождении Юго-Западный Карабулак установлена нефтегазоносность горизонтов: нижнего мела нижнего неокома горизонт М-II, верхней юры горизонт Ю-I и нижнего карбона горизонт PZ. Основная часть запасов (98%) углеводородов месторождения приурочена горизонту М-II. Первооткрывательницей месторождения является скважина ЮК-1, где в 2008 году из отложений нижнего мела в интервале 1440-1446 м получен фонтанный приток нефти. На месторождении Юго-Западный Карабулак опробованием охвачены все продуктивные горизонты.

Продуктивный горизонт М-II вскрыт всеми пробуренными скважинами.

Выявлены три нефтяные залежи: Основная, залежь в районе скважины ЗК-1 и залежь в районе скважины ЗК-24.

Продуктивность горизонта М-II доказана результатами опробования 110 объектов, из 76 объектов получен приток нефти, из 24 – приток нефти с водой, из 5 – приток воды, в 5 – притока не получено.

*Основная залежь* выделена по интерпретации ГИС и доказана результатами опробования практически всех скважин.

ВНК в южной части залежи принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в большинстве скважин на отметке -1359,1 м, в северной части на абсолютной отметке -1364,1 м по подошве опробованного и продуктивного по ГИС пласта в скважине ЗК-9.

В южной части Основной залежи кровля водонасыщенного коллектора определена на абсолютных отметках: -1358 м в скважине ЮК-6, -1358,4 м в скважине ЮК-15, -1359,1 м в скважине ЮК-9; подошва нефтеносного пласта определена по ГИС и опробованию на абсолютных отметках: -1358,7 м в скважине ЮК-14, -1359,8 м в скважине ЮК-7; четкий прямой контакт нефть-вода по ГИС отмечен в скважине ЮК-5 на абсолютной отметке -1359,6 м.

Таким образом отметка по скважинам варьирует от -1358 до -1359,8 м и принята для южной части основной залежи на абсолютной отметке -1359,1 м по кровле опробованного водоносного коллектора в скважине ЮК-9, где в интервале 1440,5-1443,5 (абс.отм. -1359-1362 м) получен приток пластовой воды.

А для северной части основной залежи ВНК принят по подошве опробованного нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗК-9 на абсолютной отметке -1364,1 м, где в результате дифференцированного опробования интервала 1454-1456 м (абс.отм. -1362-1364 м) получена практически безводная нефть  $Q_n=47,75$  м<sup>3</sup>/сут, причем отметка -1364,1 м соответствует кровли водонасыщенного коллектора по ГИС в скважине ЗК-5.

В скважинах ЗК-55, ЗК-57, ЗК-58 и ЗК-59 при опробовании получены притоки нефти с дебитами 12,8 м<sup>3</sup>/сут, 50,7 м<sup>3</sup>/сут, 38,0 м<sup>3</sup>/сут, 103,6 м<sup>3</sup>/сут. По данным ГИС нефтенасыщенные пласты до отметок -1361,3 м, -1339,9 м, -1351,0 м, -1350,7 м.

В районе скважины ЗК-10 были пробурены скважины ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15. В скважинах были выделены нефтенасыщенные по ГИС пласты коллекторы и опробованы. В районе скважины ЮЗК-10 установлена залежь, являющаяся продолжением Основной залежи. В скважине ЮЗК-11 в интервале 1424-1427 м получен фонтанный приток нефти дебитом 51,7 м<sup>3</sup>/сут. (расчетным путем) на 7 мм штуцере. В скважине ЮЗК-10 из интервала 1410-1425 м получен приток нефти объемом 1,16 м<sup>3</sup>. В скважинах ЮЗК-12 и ЮЗК-15 в интервалах 1413-1422 м и 1420,5-1425 м получены притоки нефти 26,85 и 35,68 м<sup>3</sup>/сут. (расчетным путем).

Подошвы нефтенасыщенных пластов в скважинах ЮЗК-10, 11, 12 и 15 находятся на отметках -1343,1 м, -1349 м, -1335,9 м и 1340,1 м, соответственно. Так как залежь в районе скважин является продолжением и единой с основной залежью горизонта М-II положение ВНК на этом участке было принято на отметке -1364,1 м.

Также, в районе Основной залежи пробурены скважины ЗК-30 и ЗК-51, данные по которым не внесли изменений в представления о нефтеносности залежи. Кровля нефтенасыщенных по данным ГИС пластов в скважинах ЗК-30 и ЗК-51 фиксируется на абсолютной отметке -1323,6 м. Выделенные пласты подтверждены опробованием. В скважине ЗК-30 из интервалов перфорации 1419-1423 м (-1331,3-1335,3 м) и 1431-1432 м (-1343,3-1344,3 м) при опробовании всего было получено 60,66 м<sup>3</sup> жидкости, из которых 42,95 м<sup>3</sup> нефти, причем обводненность во время вызова притока свабированием снижалась с 76,5% до 2,6%. В скважине ЗК-51 из интервала перфорации 1441,5-1445 м (-1351,5-1355 м) при опробовании было получено 31,63 м<sup>3</sup> жидкости, из которых 6,48 м<sup>3</sup> нефти, причем обводненность в процессе опробования также снижалась.

Таким образом, с учетом принятых отметок ВНК площадь нефтеносности основной залежи составила 17741 тыс.м<sup>2</sup> (граф. прил. 4). Залежь сводовая, пластовая. Размеры ее составляют 7х3 км, высота – 53 м.

*Залежь в районе скважины ЗК-1* является единой залежью продуктивных горизонтов М-II+PZ. Притоки нефти по продуктивному горизонту М-II получены в скважинах ЗК-1, ЗК-60, ЗК-61, ЗК-62, ЗК-63, ЗК-65, ЗК-66 и ЗК-68, по продуктивному горизонту PZ притоки получены из скважины ЗК-19.

В скважине ЗК-60 при испытании интервалов 1409-1422 м и 1402-1422 м получена нефть расчетными дебитами 4,15 и 70,5 м<sup>3</sup>/сут, соответственно. В скважине ЗК-68 при испытании в интервалах 1409-1418 и 1403-1418 м получены притоки нефти расчетными дебитами 12,79 и 15,61 м<sup>3</sup>/сут, соответственно.

В скважине ЗК-19 опробована одним объектом при свабировании получен приток нефти дебитом 22,8 м<sup>3</sup>/сут расчетным путем в интервале 1398-1412 м. Проведено ГРП, после ГРП получен приток нефти расчетным дебитом 16,8 м<sup>3</sup>/сут.

Скважины ЗК-1, ЗК-61, ЗК-62, ЗК-63, ЗК-65, ЗК-66 находятся в водонефтяной зоне.

В скважине ЗК-1 при испытании I-го объекта в интервале 1414-1440 м получены притоки нефти с водой расчетными дебитами 18,4 м<sup>3</sup>/сут нефти и 33,8 м<sup>3</sup>/сут воды. Во II объекте из интервала 1414-1425 м получен приток нефти расчетным дебитом 26,31 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине ЗК-61 при опробовании интервала 1416-1420 м расчетный дебит нефти составил 12,58 м<sup>3</sup>/сут.



В скважине ЗК-62 при опробовании интервала 1408-1413 м получен приток нефти расчетным дебитом 7,6 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине ЗК-63 при опробовании интервала 1411-1416 м получен приток нефти расчетным дебитом 56,3 м<sup>3</sup>/сут на 7 мм штуцере.

При опробовании интервала 1414-1423 м в скважине ЗК-65 получен приток нефти в объеме 20,31 м<sup>3</sup>. Дебит нефти расчетным путем составил 23,9 м<sup>3</sup>/сут.

В скважине ЗК-66 при опробовании получен незначительный приток нефти из интервала 1418-1422,5 м. Интервал 1429-1433 м – водоносный. Всего получено 0,6 м<sup>3</sup> нефти и 13,54 м<sup>3</sup> пластовой воды с уд. весом 1,05 г/см<sup>3</sup>.

В структурном плане залежи по горизонтам М-II и PZ являются единым поднятием, гидродинамически связаны и имеют единый ВНК.

В пробуренной скважине ЗК-67 при опробовании получен приток нефти дебитом 8,7 м<sup>3</sup>/сут, по данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1340,2 м и водоносный коллектор отмечается с отметки -1341,1 м.

В скважине ЗК-69 при опробовании получен приток нефти дебитом 8,4 м<sup>3</sup>/сут, по данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1339,6 м и водоносный коллектор отмечается с отметки -1340,4 м.

В скважине ЗК-75 при опробовании получен приток нефти дебитом 18,1 м<sup>3</sup>/сут, по данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы до отметки -1337,9 м и водоносный коллектор отмечается с отметки -1339,4 м.

ВНК залежи принят на абсолютной отметке -1340,3 м.

Залежь пластово-массивная, двухсводовая, размеры залежи 2,5\*1,8 км, высота 28 м. Площадь нефтеносности 2662 тыс.м<sup>2</sup>.

*Залежь в районе скважины ЗК-24* опробована одним объектом в интервале 1444-1457 м с получением притоков нефти с водой объемами 6,22 м<sup>3</sup> и 32,42 м<sup>3</sup>, соответственно. УВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта-коллектора на отметке -1356,7 м.

Залежь пластовая, сводовая. Размеры ее составляют 1,7\*0,7 км, высота 6 м. Площадь нефтеносности порядка 855 тыс.м<sup>2</sup>.

Продуктивный горизонт Ю-I. Выделена одна нефтяная залежь с двумя участками, разделенные разломом f<sub>7</sub>. Северо-восточный участок в районе скважины ЗК-31 и юго-западный участок в районе скважины ЗК-3 – продуктивны по результатам интерпретации ГИС и подтверждены опробованием.

На северо-восточном участке залежи в скважине ЗК-31 при опробовании интервала 1542,5-1545 м получен приток воды 22,21 м<sup>3</sup>.



ВНК на участке принят на абсолютной отметке -1437,7 м по подошве нефтенасыщенного пласта выделенной по результатам интерпретации ГИС в скважине ЗК-31.

На юго-западном участке в скважине ЗК-9 горизонт Ю-I опробован одним объектом в интервале 1543-1546 м, получен приток нефти расчетным дебитом 112,3 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере.

В скважине ЗК-3 при испытании из интервала 1550-1553 м (Ю-I) получен приток нефти расчетным дебитом 37,3 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере.

В скважине ЗК-38 и ЗК-39 опробован интервал 1551-1553 м (Ю-I), при этом получен приток нефти дебитом 204,62 м<sup>3</sup>/сут на 10мм штуцере (расчетным путем).

ВНК на участке принят на абсолютной отметке -1463,2 м.

Залежь пластовая, полусводовая, литологически, стратиграфически и тектонически экранированная, размеры залежи 2,7\*0,7 км, высота на северо-восточном участке около 10 м, на юго-западном порядка 20 м (граф. прил. 5). Площадь продуктивности 1311 тыс.м<sup>2</sup>.

Продуктивный горизонт PZ. Продуктивность верхней терригенной части горизонта PZ доказана опробованием скважин ЗК-2, ЗК-10, ЗК-14, ЗК-42, ЗК-54, ЮК-25, ЮК-35, ЮК-37, ЮК-44. Нижняя карбонатная часть фундамента литологически сложена преимущественно известняками и является водоносной.

По терригенной части продуктивного горизонта PZ выделены пять литологически ограниченных линзовидных залежей: район скв. ЗК-2, ЗК-14, ЗК-54; район скв. ЗК-42; район скв. ЗК-10; район скв. ЮК-35, ЮК-37, ЮК-44; район скв. ЮК-25.

*Залежь в районе скважины ЗК-10* выделена по данным ГИС и положительным результатам опробования скважины (дебит нефти 0,54 м<sup>3</sup>/сут и воды 4,39 м<sup>3</sup>/сут). ВНК принят по подошве нефтенасыщенного пласта на отметке -1388,9 м, а кровля водоносного пласта начинается с отметки -1389,7 м.

Залежь линзовидная, литологически и тектонически экранированная, размеры ее составляют 1\*0,5 км. Площадь нефтеносности равна 287 тыс.м<sup>2</sup>, высота составляет порядка 30 м.

*Залежь в районе скважин ЗК-2, ЗК-14, ЗК-54* выделена по опробованию и интерпретации ГИС. В скважине ЗК-2 при опробовании интервала 1494,5-1504 м получена практически безводная нефть с дебитом 4,89 м<sup>3</sup>/сут. В скважине ЗК-14 при дифференцированном опробовании двух интервалов 1502,5-1508 м и 1512-1520 м получен приток нефти дебитом от 2,54 до 11,1 м<sup>3</sup>/сут и воды – от 0,82 до 2,09 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят по подошве доказанного опробованием нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗК-14 на абсолютной отметке -1433,2 м.

Залежь пластовая, полусводовая, литологически экранированная, размеры залежи составляют 1,1\*0,4 км, высота – 24 м. Площадь продуктивности равна 369 тыс.м<sup>2</sup>.

*Залежь в районе скважины ЗК-42*

В скважине ЗК-42 по данным интерпретации материалов ГИС выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор в интервале 1491-1491,8 м (-14022,7-1403,5 м).

ВНК принят по подошве -1403,5 м.

Залежь пластовая, полусводовая, литологически экранированная, размеры залежи составляют 0,5\*0,4 км, высота – около 20 м. Площадь продуктивности равна 127 тыс.м<sup>2</sup>.

*Залежь в районе скважин ЮК-35, ЮК-37, ЮК-44* выделена по опробованию и интерпретации ГИС. Продуктивность доказана получением притока нефти ЮК-35, ЮК-37 и ЮК-44 (дебитом до 20-24 м<sup>3</sup>/сут, притоки практически безводные).

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЮК-35 на абс. отм. -1456,5 м.

Залежь литологически и тектонически экранирована, размеры ее составляют 0,8\*0,9 км, а высота порядка 35 м. Площадь нефтеносности равна 428 тыс.м<sup>2</sup>.

*Залежь в районе скважины ЮК-25* установлена по результатам опробования скважины, где в интервалах 1539-1542, 1547,5-1548,5, 1553,5-1555,5, 1556,5-1563 получен фонтанный приток нефти дебитом 40,9 м<sup>3</sup>/сут.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ЗК-14 на абсолютной отметке -1485,1 м.

Залежь в районе скважины ЮК-25 пластовая сводовая, размеры ее составляют 0,4\*0,3 км, высота – порядка 23 м. Площадь нефтеносности равна 85 тыс.м<sup>2</sup>.

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

После выполнения «Проекта разработки месторождения Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.04.2019 г.» на контрактной территории АО «ПККР» обнаружена новая залежь в районе скважин ЗК-11, ЗК-12, ЗК-15 относящаяся к продуктивному горизонту М-II. В 2019 – 2020 гг. проведены исследования 4-х проб пластовой нефти из скважин ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15 в китайской компании «СиЭнИСи».

Кроме того, исследованы 5 проб дегазированной нефти, отобранных из скважин ЗК-12, ЗК-15, ЗК-38, ЗК-51 и ЗК-55.

Всего по состоянию изученности на 01.01.2021 г. совместно на контрактных территориях ТОО «СО» и АО «ПККР» месторождения Юго-Западный Карабулак физико-химические свойства пластовой нефти представлены результатами исследований 70 глубинных проб нефти, отобранных из 27 скважин; дегазированной нефти – 39 проб из 33 скважин; растворенного газа – 40 проб из 28 скважин; воды.

Исследования физико-химических характеристик глубинных и поверхностных проб нефти, анализы газа, растворенного в нефти проводились в физико-химических лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис», «СиЭнИСи», АО «НИПИнефтегаз» и полевой лаборатории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз».

### **6.2.1 Свойства пластовой нефти**

Свойства пластовой нефти месторождения Юго-Западный Карабулак представлены исследованиями глубинных проб нефти за весь период разработки месторождения по состоянию изученности на 01.01.2021 г.

В данном разделе физико-химические свойства пластовой нефти описаны по результатам исследований 70 проб, в том числе:

- по ТОО «СО» в количестве 39 – из скважин ЮК-2, -3, -4, -10, -18, -19, -21, -34, -41 (основная залежь М-II); 6 проб из скважины ЮК-36, -37 (горизонт PZ);
- по АО «ПККР» - 20 проб из 14 скважин ЗК-2, -3, -4, -9, -11, -12, -13, -15, -33, -34, -35, -39, -43, -52 (основная залежь М-II), 2-х проб из скважин ЗК-60, -19 (обособленная залежь в районе скважины ЗК-1 горизонта М-II+район скважины ЗК-19) и 3-х проб из скважин ЗК-3, -9 и -38 (горизонт Ю-I).

Исследования проводились по внутренним методикам аналогичным ОСТ 153-39.2-048-2003 на оборудовании PVT ACM-600, Fluid Eval (Vinci Technologies), HB BlakOil PVT Analyzer.

При пластовых условиях проведен комплекс PVT-исследований, включающий в себя:

- опыт объёмного расширения пластового флюида;
- опыт однократного разгазирования;
- определение плотности пластовой нефти;
- определение вязкости пластовой нефти;
- опыт дифференциального разгазирования.

В результате определены основные параметры пластовой нефти: давление насыщения, коэффициент сжимаемости, газосодержание, объемный коэффициент, плотность пластовой и сепарированной нефти, вязкость пластовой нефти, компонентный состав растворенного газа и дегазированной нефти с расчетом состава пластовой смеси методом материального баланса.

В результате определены основные параметры пластовой нефти, представленные в таблице 6.2.1.1.

#### Основная залежь горизонта М-II

Свойства пластовой нефти продуктивного горизонта М-II представлены по контрактным территориям ТОО «СО» и АО «ПККР».

Физико-химические свойства пластовой нефти по контрактным территориям существенно различаются. Значения газосодержания и давления насыщения, полученные в исследовательской лаборатории ТОО «Мунайгазгеолсервис» с 2009 по 2014 гг. для ТОО «СО» значительно превышают значения, полученные в компании «СиЭнИСи» для АО «ПККР».

В 2014 году при утверждении проектного документа «Авторского надзора.....», согласно протоколу ЦКРР № 50/16 от 22.08.2014 г., принято решение осуществить отбор глубинных проб на обеих территориях и провести исследования для уточнения свойств пластовой нефти в независимой лаборатории. В целях выполнения рекомендации ЦКРР, в том же году АО «НИПИнефтегаз» отобраны глубинные пробы из скважины ЗК-33 и ЗК-39 на контрактной территории АО «ПККР» и ЮК-41 на контрактной территории ТОО «СО», которые показали сопоставимые результаты. В результате, завышенные значения по контрактной территории ТОО «СО» не учитывались при усреднении данных.

Свойства пластовой нефти основной залежи *горизонта М-II* представлены: ТОО «СО» 39 исследованиями из 8 скважин (ЮК-2, -3, -4, -10, -18, -19, -21, -34, -41).

Для характеристики физико-химических свойств пластовой нефти горизонта М-II контрактной территории ТОО «СО» использованы результаты исследований 9 проб из скважин ЮК-34, и ЮК-41.

Средние параметры пластовой нефти *горизонта М-II* контрактной территории ТОО «СО»: давление насыщения составляет в среднем 3,02 МПа, газосодержание 51,43 м<sup>3</sup>/т,

объемный коэффициент нефти равен 1,168 д.ед., плотность пластовой нефти равна 0,728 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти 0,90 мПа\*с. Величина усадки равна 14,09 %.

*Контрактная территория АО «ПККР»*

В 2019 - 2020 гг. в китайской компании «СиЭнИСи» проведены исследования 4-х проб пластовой нефти из скважин ЗК-11 (дата отбора – 21.06.2019 г., ИП – 1424-1427 м; дата отбора – 13.10.2019, ИП – 1412-1418), ЗК-12 (дата отбора – 20.08.2020 г., ИП – 1413-1422 м) и ЗК-15 (дата отбора – 24.09.2020 г., ИП – 1420,5-1425 м).

По параллельным пробам в лаборатории проведены проверка качества глубинных проб, определение типа флюида, по результатам моделирования в программе Eclipse получена диаграмма фазового состояния пластового флюида.

Физико-химические свойства пластовой нефти изучены по результатам исследований 20 глубинных проб, отобранных из 14 скважин ЗК-2, -3, -4, -9, -11, -12, -13, -15, -33, -34, -35, -39, -43, -52.

В результате анализа отбракованы значения вязкости пластовой нефти из скважин ЗК-34, -43, -52, сильно отличающиеся от средних по горизонту и практически соответствующие вязкости полностью дегазированной нефти.

В среднем по основной залежи горизонта М-II (АО «ПККР») давление насыщения составляет 3,28 МПа, газосодержание – 72,12 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти – 1,232 д.ед., плотность пластовой нефти равна 0,732 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти 1,15 мПа\*с. Величина усадки равна 18,80 %.

В целом по основной залежи горизонта М-II усреднённое значение давления насыщения – 3,15 МПа, газосодержание – 61,77 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти равен 1,200 д.ед., плотность пластовой нефти – 0,730 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,03 мПа\*с.

Таблица 6.2.1.1 – Месторождения Юго-Западный Карабулак. Физико-химические свойства нефти по состоянию изученности на 01.01.2021 г.

№ скважины	Интервал перфорации, м	Дата проведения испытаний начало/конец	Глубина отбора, м	Рпл., МПа	Тпл., °С	Тзаб., °С	Рнас., Мпа	Объемный коэффициент, д.ед.	Усадка, %	Газосодержание, м³/т	Плотность нефти, г/см³		Динамич. вязкость пл. нефти, мПа*с	Коэффициент растворимости, мЗ/мЗ*МПа	Исполнитель	
											пластовая	поверхностная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17	
ЮК-2*	1434-1442	18.01.-28.01.2009	1410	15,23	57,0	57,0	7,00	1,273	21,45	71,96	0,655	0,791	0,79	8,13	ТОО «МГГС»	
							6,35	1,219	17,97	71,83	0,684		0,81	8,95		
							6,70	1,248	19,87	71,92	0,669		0,80	8,49		
<b>Среднее по ЮК-2</b>							<b>6,68</b>	<b>1,247</b>	<b>19,76</b>	<b>71,90</b>	<b>0,669</b>	<b>0,791</b>	<b>0,80</b>	<b>8,52</b>		
ЮК-3*	1414-1434	29.01.-13.02.2009	1395	15,0	57,0	57,0	6,20	1,195	16,36	78,90	0,711	0,801	0,96	10,19	ТОО «МГГС»	
							7,00	1,244	19,61	82,01	0,682		0,90	9,38		
							6,40	1,218	17,90	79,85	0,700		0,96	9,99		
<b>Среднее по ЮК-3</b>							<b>6,53</b>	<b>1,219</b>	<b>17,96</b>	<b>80,25</b>	<b>0,698</b>	<b>0,801</b>	<b>0,94</b>	<b>9,85</b>		
ЮК-4*	1424-1428; 1430-1444	17.02.-28.02.2009	1390	14,93	59,0	59,0	6,75	1,246	19,74	82,79	0,670	0,786	0,75	9,64	ТОО «МГГС»	
							6,40	1,181	15,33	81,83	0,706		0,77	10,05		
							6,35	1,180	15,25	80,73	0,706		0,79	9,99		
<b>Среднее по ЮК-4</b>							<b>6,50</b>	<b>1,202</b>	<b>16,77</b>	<b>81,78</b>	<b>0,694</b>	<b>0,786</b>	<b>0,77</b>	<b>9,89</b>		
ЮК-10*	1408-1418	25.06.-27.07.2013	1397	10,6	55,0	55,0	7,35	1,221	18,10	101,31	0,709	0,802	0,78	11,05	ТОО «МГГС»	
							7,40	1,250	20,00	105,99	0,690		0,76	11,49		
							7,50	1,291	22,54	112,76	0,680		0,70	12,06		
	1408-1418	10.05.-30.05.2014	1413	9,617	56,2	56,2	56,2	8,40	1,210	17,36	83,28	0,698	0,795	1,85	7,88	ТОО «МГГС»
								8,40	1,162	13,94	65,56	0,718		2,20	6,20	
								8,50	1,267	21,07	104,77	0,671		1,45	9,79	
<b>Среднее по ЮК-10</b>							<b>7,93</b>	<b>1,234</b>	<b>18,84</b>	<b>95,61</b>	<b>0,694</b>	<b>0,799</b>	<b>0,75</b>	<b>9,75</b>		
ЮК-18*	1407-1414; 1421-1436	18.06.-05.07.2013	1380	10,5	55,0	55,0	8,15	1,243	19,55	92,21	0,686	0,787	0,71	8,90	ТОО «МГГС»	
							8,30	1,250	20,00	102,20	0,673		0,66	9,69		
							8,25	1,244	19,61	98,61	0,678		0,68	9,41		
<b>Среднее по ЮК-18</b>							<b>8,23</b>	<b>1,250</b>	<b>19,72</b>	<b>97,67</b>	<b>0,679</b>	<b>0,787</b>	<b>0,68</b>	<b>9,33</b>		
ЮК-19*	1412-1420	14.06.-01.07.2013	1392	10,7	55,0	55,0	8,25	1,280	21,88	69,43	0,653	0,795	0,87	6,69	ТОО «МГГС»	
							8,40	1,292	22,60	83,06	0,652		0,81	7,86		
							8,70	1,319	24,18	98,77	0,648		0,74	9,03		
ЮК-41	1497-1498; 1500-1502; 1503-1505	01.02.12.14	1200	5,7	45,7	45,7	3,08	1,330	24,55	63,32	0,729	0,792	0,77	17,07	АО «НИПИнефтегаз»	
			1150				2,95	1,260	21,17	62,99	0,730		0,796	0,80		17,87
			1100				2,93	1,270	21,30	61,22	0,742		0,798	0,86		17,51
ЮК-41	1497-1498; 1500-1502; 1506-1508	23.12.2014 - 09.01.2015	1100	4,89	42,9	42,9	1,50	1,114	10,23	39,61	0,729	0,789	1,00	20,83	ТОО «МГГС»	
			1150	5,22	44,3	44,3	1,95	1,131	11,58	54,98	0,722		0,89	22,25		
			1200	5,55	45,8	45,8	2,10	1,145	12,66	61,03	0,721		0,87	22,93		
<b>Среднее по ЮК-41</b>							<b>2,42</b>	<b>1,208</b>	<b>16,92</b>	<b>57,19</b>	<b>0,729</b>	<b>0,794</b>	<b>0,87</b>	<b>19,74</b>		
<b>Среднее по М-П (ТОО «СО»)</b>							<b>3,02</b>	<b>1,168</b>	<b>14,09</b>	<b>51,43</b>	<b>0,728</b>	<b>0,793</b>	<b>0,90</b>	<b>14,86</b>		
ЗК-2	1431-1443	04.08.2010	1420	14,0	59,0	59,0	3,53	1,249	19,97	75,49	0,729	0,808	1,27	17,33	СиЭниСи	
ЗК-3	1419,5-1429	24.04.2012	1380	11,6	56,7	56,7	3,41	1,234	18,99	75,97	0,734	0,803	0,84	17,98	СиЭниСи	
ЗК-4	1415-1416,5 1419,5-1422,5 1427-1442	15.06.2011	1400	12,0	57,0	57,0	3,91	1,247	19,83	82,39	0,730	0,801	0,66	16,84	СиЭниСи	
ЗК-9	1441-1443,2 1445-1456 1454-1456	11.12.2012	1400	11,7	55,8	55,8	3,55	1,240	19,32	76,06	0,736	0,802	1,36	17,27	СиЭниСи	
ЗК-13	1417-1432,5	25.05.2011	1400	13,3	57,0	57,0	4,20	1,255	20,30	86,20	0,730	0,812	0,81	16,59	СиЭниСи	
ЗК-33	1441-1444	15.01.2015	1375	7,3	56,0	56,0	2,60	1,165	14,20	51,17	0,730	0,790	0,85	16,37	АО «НИПИнефтегаз»	
							2,90	1,203	16,89	55,52	0,726		0,799	0,73		16,70
							2,62	1,183	15,59	50,93	0,731		0,797	0,89		16,33
<b>Среднее по ЗК-33</b>							<b>2,71</b>	<b>1,184</b>	<b>15,56</b>	<b>52,54</b>	<b>0,729</b>	<b>0,795</b>	<b>0,82</b>	<b>16,47</b>		
ЗК-34	1445-1453	06.01.2013	1200	11,11	56,8	56,8	1,68	1,200	16,69	57,14	0,741	0,805	2,49	27,37	СиЭниСи	
ЗК-35	1443-1451	18.04.2012	1430	12,12	54,8	54,8	3,68	1,224	18,31	79,70	0,743	0,803	1,04	17,34	СиЭниСи	

Продолжение таблицы 6.2.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16	17
ЗК-39	1441-1449	09.11.2013	1240	11,70	56,4	56,4	3,76	1,267	21,05	83,44	0,722	0,803	1,10	17,89	СиЭнИСи
	1441-1449	21.01.2015	1430	8,6	56,0	56,0	3,10	1,193	16,18	54,97	0,732	0,803	0,83	14,25	АО «НИПИнефтегаз»
							3,09	1,199	16,60	56,47	0,729	0,802	0,79	14,65	
3,12	1,200	16,67	57,49	0,730	0,803	0,80	14,80								
<b>Среднее по ЗК-39</b>							<b>3,43</b>	<b>1,23</b>	<b>18,62</b>	<b>69,21</b>	<b>0,727</b>	<b>0,803</b>	<b>0,96</b>	<b>15,40</b>	
ЗК-43	1434-1439	17.04.2014	1340	9,38	56,8	56,8	3,45	1,254	20,26	77,50	0,724	0,800	1,71	17,99	СиЭнИСи
ЗК-52	1440-1442,5	31.07.2015	1430	7,74	56,5	56,5	2,71	1,221	18,09	66,00	0,737	0,803	2,00	19,47	СиЭнИСи
ЗК-11	1424-1427	21.06.2019	1375	8,65	55,3	55,3	3,42	1,266	21,00	80,73	0,726	0,805	1,43	19,02	СиЭнИСи
	1412-1418	13.10.2019	1100	4,66	57,6	57,6	2,63	1,202	16,81	56,75	0,725	0,793	1,47	17,13	СиЭнИСи
ЗК-12	1413-1422	20.08.2020	1350	10,64	55,9	55,9	3,19	1,238	19,19	71,16	0,730	0,801	1,63	17,75	СиЭнИСи
ЗК-15	1420,5-1425	24.09.2020	1375	9,00	54,8	54,8	3,72	1,235	19,05	74,90	0,734	0,801	1,54	16,07	СиЭнИСи
<b>Среднее по М-II (АО «ПКР»)</b>							<b>3,28</b>	<b>1,232</b>	<b>18,80</b>	<b>72,12</b>	<b>0,732</b>	<b>0,802</b>	<b>1,15</b>	<b>18,00</b>	
<b>Среднее по горизонту М-II в целом</b>							<b>3,15</b>	<b>1,200</b>	<b>16,44</b>	<b>61,77</b>	<b>0,730</b>	<b>0,798</b>	<b>1,03</b>	<b>16,43</b>	
ЗК-60	1402-1416	08.06.2017	1350	13,88	54,8	54,8	1,01	1,148	12,91	39,50	0,746	0,785	1,39	30,45	СиЭнИСи
ЗК-19	1398-1412	16.10.2017	1300	13	55,6	55,6	1,18	1,200	16,67	57,40	0,737	0,784	1,36	38,09	СиЭнИСи
<b>Среднее по обособленной залежи</b>							<b>1,10</b>	<b>1,174</b>	<b>14,79</b>	<b>48,45</b>	<b>0,742</b>	<b>0,785</b>	<b>1,37</b>	<b>34,27</b>	
ЗК-3	1550-1553	15.01.2015	1200	15,54	60,6	60,6	12,34	1,699	41,15	238,92	0,624	0,812	0,29	15,69	СиЭнИСи
ЗК-9	1543-1546	22.05.2011	1450	15,56	60,0	60,0	9,33	1,467	31,31	166,80	0,692	0,821	0,44	14,71	СиЭнИСи
ЗК-38	1551-1553	15.10.2013	1500	-	60,7	60,7	14,70	1,714	41,64	270,27	0,637	0,814	0,32	14,98	СиЭнИСи
<b>Среднее по горизонту Ю-I</b>							<b>12,12</b>	<b>1,627</b>	<b>38,03</b>	<b>225,33</b>	<b>0,651</b>	<b>0,816</b>	<b>0,35</b>	<b>15,13</b>	
ЮК-36	1530,5-1583	05.06.2015	1530	4,5	55,8	55,8	3,60	1,292	22,60	84,48	0,644	0,783	0,75	18,38	ТОО «МГТС»
							3,45	1,288	22,36	79,82	0,645		0,76	18,12	
							3,85	1,323	24,41	92,69	0,633		0,71	18,85	
<b>Среднее по ЮК-36</b>							<b>3,63</b>	<b>1,30</b>	<b>23,12</b>	<b>85,663</b>	<b>0,641</b>	<b>0,783</b>	<b>0,74</b>	<b>18,45</b>	
ЮК-37	1528-1529; 1534-1536	08.01.-16.01.2015	1482	8,09	58,8	58,8	1,75	1,136	11,97	52,17	0,737	0,806	1,25	24,03	ТОО «МГТС»
							1,50	1,124	11,03	40,42	0,739		1,32	21,72	
							1,45	1,111	9,99	38,60	0,746		1,35	21,46	
<b>Среднее по ЮК-37</b>							<b>1,57</b>	<b>1,124</b>	<b>11,00</b>	<b>43,73</b>	<b>0,741</b>	<b>0,806</b>	<b>1,31</b>	<b>22,40</b>	
<b>Среднее по горизонту PZ</b>							<b>2,60</b>	<b>1,212</b>	<b>17,06</b>	<b>64,70</b>	<b>0,691</b>	<b>0,795</b>	<b>1,02</b>	<b>20,43</b>	

Обособленная залежь в районе скважины ЗК-1горизонта М-II+район скважины ЗК-19 горизонта PZ находится на контрактной территории АО «ПККР».

Свойства пластовой нефти обособленной залежи оценены по результатам исследований 2-х проб, отобранных из скважин ЗК- 60 и ЗК-19.

Давление насыщения составляет в среднем 1,10 МПа, газосодержание – 48,45 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти – 1,174 д.ед., плотность пластовой нефти – 0,742 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,37 мПа\*с, величина усадки – 14,79 %.

Горизонт Ю-1 (контрактная территория АО «ПККР»)

Свойства пластовой нефти продуктивного горизонта Ю-I оценены по результатам исследований 3-х проб, отобранных из скважин ЗК- 3, ЗК-9 и ЗК-38.

Давление насыщения составляет в среднем 12,12 МПа, газосодержание – 225,33 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти – 1,627 д.ед., плотность пластовой нефти – 0,651 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти 0,35 мПа\*с, величина усадки – 38,03 %.

Горизонт PZ (район скважин ЮК-25, -35, -37, -44 контрактной территории ТОО «СО»)

Свойства пластовой нефти *горизонта PZ* представлены (ТОО «СО») 6 исследованиями из скважин ЮК-36, -37. Давление насыщения составляет – 2,60 МПа, газосодержание – 64,70 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент нефти – 1,212 д.ед., плотность пластовой нефти – 0,691 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти – 1,02 мПа\*с. Величина усадки равна 17,06 %.

В таблице 6.2.1.2 представлены усредненные параметры пластовой нефти по залежам и продуктивным горизонтам месторождения Юго-Западный Карабулак на 01.01.2021 г.

Таблица 6.2.1.2 – Месторождение Юго-Западный Карабулак. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию на 01.01.2021 г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Принятое значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<b>Контрактная территория ТОО «СО»</b>				
<i>Основная залежь горизонта М-II</i>				
Давление насыщения, МПа	2	9	1,50-3,75	3,02
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	2	9	38,54-63,32	51,43
Объемный коэффициент, д.ед.	2	9	1,114-1,330	1,208
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	2	9	0,721-0,742	0,728
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	9	0,77-1,00	0,90
<b>Контрактная территория АО «ПКРР»</b>				
<i>Основная залежь горизонта М-II</i>				
Давление насыщения, МПа	14	20	1,68-4,20	3,28
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	14	20	50,93-86,20	72,12
Объемный коэффициент, д.ед.	14	20	1,165-1,267	1,232
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	14	20	0,722-0,743	0,732
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	11	17	0,66-1,36	1,15
<i>В целом по основной залежи горизонта М-II</i>				
Давление насыщения, МПа	16	29	1,50-4,20	3,15
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	16	29	38,54-86,20	61,77
Объемный коэффициент, д.ед.	16	29	1,114-1,267	1,200
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	16	29	0,721-0,743	0,730
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	13	26	0,66-1,43	1,03
<i>Обособленная залежь в районе скв. ЗК-1 горизонта М-II + залежь в районе скв. ЗК-19 горизонта PZ</i>				
Давление насыщения, МПа	2	2	1,01-1,18	1,10
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	2	2	39,50-57,40	48,45
Объемный коэффициент, д.ед.	2	2	1,148-1,200	1,174
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	2	2	0,737-0,746	0,742
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	2	1,36-1,39	1,37
<i>Горизонт Ю-1</i>				
Давление насыщения, МПа	3	3	9,33-14,70	12,12
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	3	3	166,80-270,27	225,33
Объемный коэффициент, д.ед.	3	3	1,467-1,714	1,627
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	3	3	0,624-0,692	0,651
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	3	0,29-0,44	0,35
<b>Контрактная территория ТОО «СО»</b>				
<i>Горизонт PZ (район скважин ЮК-25, -35, -37, -44)</i>				
Давление насыщения, МПа	2	6	1,45-3,85	2,60
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	2	6	38,60-92,69	64,70
Объемный коэффициент, д.ед.	2	6	1,11-1,323	1,212
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	2	6	0,633-0,746	0,691
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	2	6	0,71-1,35	1,02

### 6.2.2 Свойства и состав дегазированной нефти

В данном разделе по состоянию на 01.01.2021 г. физико-химические свойства дегазированной нефти описаны по результатам исследований 39 проб, в том числе:

- по ТОО «СО» в количестве 13 из 9 скважин ЮК-2, -3, -4, -10, -18, -19, -21, -34, -41 (основная залежь М-II); 2 пробы из скважин ЮК-36, -37 (горизонт PZ);
- по АО «ПКРР» - 16 проб из 14 скважин ЗК-2, -4, -12, -13, -15, -33, -35, -38, -39, -40, -43, -49, -51, -55 (основная залежь М-II), 6 исследования из скважин ЗК-1, -61, -62, -63, -65,

-68 (обособленная залежь в районе скважины ЗК-1 горизонта М-II+район скважины ЗК-19) и 2 из скважин ЗК-9 (горизонт Ю-I). Исследования проб нефти проводились в лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис», ТОО «Ойлсерт Интернейшинл», «СиЭНИСи» и полевой лаборатории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз». Все результаты физико-химических исследований дегазированной нефти месторождения Юго-Западный Карабулак сведены в таблицы 6.2.2.1 и 6.2.2.2, где посчитаны средние значения и указан диапазон изменения параметров в пределах продуктивных горизонтов.

#### Основная залежь горизонта М-II

Свойства дегазированной нефти продуктивного горизонта М-II представлены по контрактным территориям ТОО «СО» и АО «ПКР». Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти, отобранной с территории ТОО «СО» и АО «ПКР» практически одинаковы, в данном разделе описаны совместно. Дополнительно исследованы 5 проб дегазированной нефти, отобранных из скважин ЗК-12 (дата отбора – 13.10.2020 г., ИП – 1413-1422 м), ЗК-15 (дата отбора – 13.10.2020 г., ИП – 1420,5-1425 м), ЗК-38 (дата отбора – 04.07.2019 г., ИП – 1423-1424,5; 1425,5-1431,7; 1436-1437; 1438-1439,5 м), ЗК-51 (дата отбора – 23.07.2019 г., ИП – 1428-1431 м) и ЗК-55 (дата отбора – 28.06.2019 г., ИП – 1430-1434; 1442-1444 м). Всего по состоянию на 01.01.2021 г. на контрактной территории ТОО «СО» исследовано 13 проб нефти, отобранных из 9 скважин ЮК-2, -3, -4, -10, -18, -19, -21, -34, -41, на территории АО «ПКР» исследовано 16 проб нефти из 14 скважин ЗК-2, -4, -12, -13, -15, -33, -35, -38, -39, -40, -42, -49, -51, -55.

Дегазированную нефть горизонта М-II можно охарактеризовать, как особо легкую, не вязкую, парафинистую, малосмолистую, малосернистую, с высоким выходом светлых фракций. При расчете средних параметров по горизонту М-II были отбракованы некоторые результаты исследований, которые не согласуются с другими результатами и требуют уточнения. Например, по скважине ЮК-34 (дата отбора 2015 г.) отбракован заниженный результат по определению температуры застывания (минус 11 °С). Отбракованы завышенные значения вязкости дегазированной нефти по скважинам ЮК-10, -19, -21.

Исследования проведены в в лаборатории ТОО «МГГС» в 2014 г.

Также отбракованы пробы 2019 г.: ЗК-51 – из-за результатов, сильно отличающихся от средних по горизонту, результаты по пробе ЗК-55 полностью повторяют значения по пробе ЗК-38, что само по себе практически невозможно, вероятно это ошибка.

Таблица 6.2.2.1 – Месторождение Юго-Западный Карабулак. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2021 г.

№ скв.	Интервал перфорации, м	Дата проведения исследования начало/конец	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Молек. вес	Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с				Температура, °С		Групповой компонентный состав, %						Температура НК	Фракционный состав по Энглеру, %					К.К	Выход на К.К, %	Исполнитель
					20 °С	30 °С	40 °С	50 °С	вспышки	застывания	парафин	сера	вода	смолы силикагелевые	асфальтены	мех.примеси		100 °С	150 °С	200 °С	250 °С	300 °С			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
<b>Контрактная территория ТОО «СО»</b>																									
<i>Горизонт М-II (основная залежь)</i>																									
ЮК-2	1434-1442		0,7910	150	4,35	-	-	-	-20	-3	1,60	0,13	3,00	1,20	0,11	0,030	35	15	27	38	47	62	340	90	
ЮК-3	1414-1434	29.01.-13.02.2009	0,8010	158	3,73	-	-	-	<-20	2	3,50	0,14	5,00	3,20	0,15	0,060	35	13	28	37	47	59	360	93	
ЮК-4	1424-1428; 1430-1444;	17.02.-28.02.2009	0,7860	146	4,80	-	-	-	<-20	10	8,40	0,14	отс.	1,00	0,10	0,030	30	12	30	40	47	57	385	89	ТОО «МГТС»
			0,7950	152	3,62	-	-	-	-	-	1	2,80	0,17	отс.	2,30	0,27	0,050	25	18	32	45	55	65	355	
<b>Среднее по ЮК-4:</b>			<b>0,7900</b>	<b>149</b>	<b>4,21</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-20</b>	<b>6</b>	<b>5,60</b>	<b>0,16</b>	<b>отс.</b>	<b>1,65</b>	<b>0,18</b>	<b>0,040</b>	<b>28</b>	<b>15</b>	<b>31</b>	<b>43</b>	<b>51</b>	<b>61</b>	<b>370</b>	<b>89</b>	
ЮК-10	1408-1418	25.06.-01.07.2013	0,8020	159	6,06	4,15	2,95	2,25	<-20	6	2,40	0,18	отс.	3,10	0,16	0,060	50	10	25	35	46	57	350	89	ТОО «МГТС»
		10.05.-30.05.2014	0,7950	153	15,15*	11,51*	8,87*	7,45*	<-20	7	2,20	0,21	отс.	3,30	0,14	0,050	50	12	26	36	47	61	360	92	
<b>Среднее по ЮК-10:</b>			<b>0,7980</b>	<b>156</b>	<b>10,61</b>	<b>7,83</b>	<b>5,91</b>	<b>4,85</b>	<b>-20</b>	<b>7</b>	<b>2,30</b>	<b>0,20</b>	<b>отс.</b>	<b>3,20</b>	<b>0,15</b>	<b>0,060</b>	<b>50</b>	<b>11</b>	<b>26</b>	<b>36</b>	<b>47</b>	<b>59</b>	<b>355</b>	<b>91</b>	
ЮК-18	1407-1414; 1421-1436	18.06.-28.06.2013	0,7870	147	4,08	3,16	2,53	2,07	<-20	6	3,60	0,17	отс.	1,60	0,14	0,040	45	9	24	35	43	52	360	88	ТОО «МГТС»
ЮК-19	1412-1420	14.06.-25.06.2013	0,7950	159	4,75	4,15	2,56	2,12	<-20	2	1,20	0,18	отс.	1,80	0,14	0,040	40	18	24	35	43	52	360	89	ТОО «МГТС»
		20.05.-06.06.2014	0,7890	148	13,98*	10,65*	8,34*	7,35*	-16	6	2,30	0,20	отс.	2,80	0,12	0,040	50	8	28	35	48	64	365	91	
<b>Среднее по ЮК-19:</b>			<b>0,7920</b>	<b>154</b>	<b>9,36</b>	<b>7,40</b>	<b>5,45</b>	<b>4,73</b>	<b>-18</b>	<b>4</b>	<b>1,75</b>	<b>0,19</b>	<b>отс.</b>	<b>2,30</b>	<b>0,13</b>	<b>0,040</b>	<b>45</b>	<b>13</b>	<b>26</b>	<b>35</b>	<b>46</b>	<b>58</b>	<b>363</b>	<b>90</b>	
ЮК-21	1402-1404; 1406-1408; 1414-1420	20.10.-25.10.2013	0,7920	150	4,55	3,28	2,46	2,21	<-20	3	2,10	0,18	отс.	1,90	0,15	0,050	50	8	24	36	45	55	355	93	ТОО «МГТС»
		05.05.-20.05.2014	0,7940	152	15,21*	11,35*	9,41*	7,89*	-15	8	2,10	0,19	отс.	2,40	0,15	0,050	50	10	25	38	47	63	360	91	
<b>Среднее по ЮК-21:</b>			<b>0,7930</b>	<b>151</b>	<b>10,00</b>	<b>7,30</b>	<b>5,94</b>	<b>5,05</b>	<b>-18</b>	<b>6</b>	<b>2,10</b>	<b>0,19</b>	<b>отс.</b>	<b>2,20</b>	<b>0,15</b>	<b>0,050</b>	<b>50</b>	<b>9</b>	<b>25</b>	<b>37</b>	<b>46</b>	<b>59</b>	<b>358</b>	<b>92</b>	
ЮК-41	1497-1498; 1500-1502; 1503-1505	23.12.2014-09.01.2015	0,7890	150	3,63	2,75	2,22	1,93	-6	-3	1,50	0,26	отс.	1,80	0,14	0,070	60	8	22	34	42	52	360	83	ТОО «МГТС»
ЮК-34	1395-1397,5; 1398,5-1402,5	13.06.2015	0,7930	152	3,60	2,48	2,15	1,87	-	-11*	1,80	0,19	10,00	2,60	0,12	0,060	60	3	11	21	31	49	-	-	
<b>Среднее по М-II (ТОО «СО»)</b>			<b>0,7930</b>	<b>152</b>	<b>4,32</b>	<b>3,33</b>	<b>2,48</b>	<b>2,07</b>	<b>-18</b>	<b>4</b>	<b>2,73</b>	<b>0,18</b>	<b>1,38</b>	<b>2,23</b>	<b>0,15</b>	<b>0,048</b>	<b>45</b>	<b>11</b>	<b>25</b>	<b>36</b>	<b>45</b>	<b>58</b>	<b>359</b>	<b>90</b>	
<b>Контрактная территория АО «ПККР»</b>																									
<i>Горизонт М-II (основная залежь)</i>																									
ЗК-2	1431-1443	20.07.-26.07.2010	0,7900	149	4,98	3,10	2,48	2,16	-22	3	2,80	0,24	-	4,60	0,18	0,060	45	13	28	39	48	59	345	90	ТОО «МГТС»
		17.10.-21.10.2011	0,7980	163	4,93	4,49	3,13	2,63	-15	4	2,80	0,19	отс.	2,50	0,24	0,040	40	8	24	33	41	53	375	80	
<b>Среднее по ЗК-2:</b>			<b>0,7940</b>	<b>156</b>	<b>4,96</b>	<b>3,80</b>	<b>2,80</b>	<b>2,40</b>	<b>-19</b>	<b>4</b>	<b>2,80</b>	<b>0,22</b>	<b>отс.</b>	<b>3,55</b>	<b>0,21</b>	<b>0,050</b>	<b>43</b>	<b>11</b>	<b>26</b>	<b>36</b>	<b>44</b>	<b>56</b>	<b>360</b>	<b>85</b>	
ЗК-4	1415-1416,5; 1419,5-1422,5; 1419,5-1422,5; 1427-1441	20.06.-29.07.2011	0,7990	157	4,46	3,57	2,77	2,28	-20	7	3,40	0,18	отс.	2,90	0,16	0,050	50	8	22	34	43	52	380	90	СиЭнИСи
ЗК-13	1417-1432,5; 1427-1442	20.06.-27.07.2011	0,7920	151	4,22	3,11	2,61	2,26	-23	9	4,20	0,18	отс.	1,80	0,16	0,040	45	9	25	32	41	51	375	87	
		26.02.-28.03.2016	0,8030	-	4,37	3,79	3,20	2,77	12	7	2,50	0,07	отс.	0,90	0,05	0,007	41	17	29	40	48	59	-	-	
<b>Среднее по ЗК-13:</b>			<b>0,7980</b>	<b>151</b>	<b>4,29</b>	<b>3,45</b>	<b>2,91</b>	<b>2,52</b>	<b>-6</b>	<b>8</b>	<b>3,40</b>	<b>0,12</b>	<b>отс.</b>	<b>1,35</b>	<b>0,11</b>	<b>0,020</b>	<b>43</b>	<b>13</b>	<b>27</b>	<b>36</b>	<b>44</b>	<b>55</b>	<b>375</b>	<b>87</b>	
ЗК-33	1441-1444	29.03.-05.04.2012	0,7890	-	3,61	3,07	2,45	2,06	15	5	7,30	0,06	0,13	1,81	0,08	0,010	33	14	30	39	47	57	-	-	ТОО «Ойлсерг Интернейшнл»
ЗК-35	1443-1451	16.05.-21.05.2012	0,7940	-	5,88	4,02	2,88	2,41	10	13	7,80	0,05	0,20	2,12	0,13	0,030	39	12	27	37	46	57	-	-	
ЗК-39	1441-1449	26.02.-28.03.2016	0,7960	-	3,83	3,39	2,92	2,55	10	5	2,60	0,05	-	0,90	0,05	0,008	38	17	29	39	47	57	-	-	СиЭнИСи
ЗК-40	1435-1445	06.11.-15.11.2013	0,7960	-	5,16	3,65	2,81	2,41	-10	10	10,20	0,07	0,15	1,20	0,03	0,007	35	13	27	36	45	56	-	-	СиЭнИСи
ЗК-42	1424,5-1441,5	06.11.-14.11.2013	0,7990	-	5,13	3,89	3,08	2,53	-10	7	7,50	0,07	отс.	0,30	0,08	0,006	40	13	28	39	48	59	-	-	СиЭнИСи
ЗК-49	1435-1439,5; 1445-1448	26.02.-28.03.2016	0,7960	-	4,56	3,58	3,11	2,55	12	7	2,70	0,07	отс.	1,00	0,05	0,008	40	18	30	40	48	58	-	-	СиЭнИСи
ЗК-38	1423-1424,5; 1425,5-1431,7; 1436-1437; 1438-1439,5	04.07.2019	0,792	-	3,03	2,52	2,14	1,89	<20	-2	5,90	0,06	15,6	0,90	отс.	0,006	37	13	28	39	46	57	360	70	СиЭнИСи
ЗК-51*	1428-1431	23.07.2019	0,8466	-	-	6,81	4,77	4,43	<20	16	-	0,08	85,90	1,80	0,05	0,008	-	-	-	-	-	-	-	-	СиЭнИСи
ЗК-55*	1430-1434; 1442-1444	28.06.2019	0,792	-	3,03	2,52	2,14	1,89	<20	-2	5,90	0,06	15,6	0,90	отс.	0,006	37	13	28	39	46	57	360	70	СиЭнИСи
ЗК-12	1413-1415; 1416,5-1418; 1419-1422	13.10.2020	0,7869	-	2,80	2,40	1,80	1,10	-	0	2,10	0,06	0,1	-	-	0,005	-	-	-	-	-	-	-	-	АО ПККР
ЗК-15	1420,5-1425	13.10.2020	0,8010	-	6,00	3,80	2,90	2,50	-	12	4,70	0,09	0,7	-	-	0,013	-	-	-	-	-	-	-	-	АО ПККР

Продолжение таблицы 6.2.2.1

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		
Среднее по М-II (АО «ПКР»)			0,7951	155	4,50	3,46	2,73	2,29	-2	6	4,75	0,10	1,41	1,74	0,10	0,021	40	13	27	37	46	56	367	83			
Среднее по горизонту М-II в целом			0,7941	153	4,42	3,42	2,66	2,23	-9	5	3,78	0,14	1,40	2,00	0,12	0,034	43	12	26	36	45	57	361	88			
<b>Контрактная территория АО «ПКР»</b>																											
<i>Обособленная залежь в районе скважины ЗК-1 горизонта М-II+район скважины ЗК-19 горизонта PZ</i>																											
ЗК-1	1414-1440		0,788	147	2,91	2,48	2,14	1,91	-20	-7	1,49	0,11	-	2,60	0,10	0,040	35	1	29	40	48	59	390	82	СиЭнИСи		
ЗК-61	1416-1420	07.06.2018	0,782	-	2,52	2,21	1,94	1,75	-20	0	6,00	0,05	1,00	2,00	0,08	0,008	31	18	34	45	53	63	-	-			
ЗК-62	1408-1413	07.06.-21.06.2018	0,776	-	-	2,43	1,86	1,70	-20	-15*	6,00	0,04	-	1,90	0,02	0,008	33	18	35	45	53	63	-	-			
ЗК-63	1411-1416	07.06.-21.06.2018	0,789	-	3,10	2,60	2,14	1,87	-20	1	7,30	0,06	-	1,90	0,03	0,010	41	17	34	44	53	63	-	-	СиЭнИСи		
ЗК-65	1414-1423	07.06.-21.06.2018	0,781	-	3,80	2,91	2,40	1,70	-20	-10*	7,30	0,04	-	2,10	0,06	0,009	30	18	35	45	54	64	-	-			
ЗК-68	1403-1407; 1409-1415	07.06.-21.06.2018	0,812	-	7,20	5,20	4,04	2,82	-20	1	9,50	0,12	0,03	2,00	0,05	0,009	44	13	28	38	46	56	-	-			
Среднее по обособленной залежи			0,7880	147	3,91	2,97	2,42	1,96	-20	-1	6,27	0,07	0,52	2,08	0,06	0,014	36	14	33	43	51	61	390	82			
<b>Контрактная территория АО «ПКР»</b>																											
<i>Горизонт Ю-I</i>																											
ЗК-9	1543-1546	20.06.-27.07.2011	0,794	152	3,78	3,17	2,59	2,23	-22	4	2,30	0,20	отс.	1,80	0,17	0,050	45	8	23	32	43	50	380	85	СиЭнИСи		
			0,801	154	25,89*	5,18	4,42	3,25	-24	16	8,20	0,20	отс.	3,00	0,18	0,060	45	7	21	29	37	46	380	84			
Среднее по горизонту Ю-I			0,7980	153	3,78	4,18	3,51	2,74	-23	10	5,20	0,20	отс.	2,40	0,18	0,060	45	8	22	31	40	48	380	85			
<b>Контрактная территория ТОО «СО»</b>																											
<i>Горизонт PZ (район скважин ЮК-25, -35, -37, -44)</i>																											
ЮК-37	1528-1529,5; 1534-1536	08.01.-16.01.2015	0,806	163	6,34	3,91	2,73	2,25	3	10	1,60	0,27	отс.	3,80	0,16	0,060	55	8	27	40	48	60	305	67	ТОО «МГТС»		
ЮК-36	1530,5-1583	05.06.2015	0,783	143	3,99	3,00	2,33	2,01	-	10	4,6	0,19	отс.	2,3	0,11	0,04	55	5	17	28	37	45	-	-	ТОО «МГТС»		
Среднее по горизонту PZ			0,7945	153	5,16	3,45	2,53	2,13	3	10	3,10	0,23	отс.	3,05	0,14	0,050	55	7	22	34	43	53	305	67			
Примечание: * - отбракованное значение																											

Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С в среднем по основной залежи составляет 0,7941 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С – 4,42 мм<sup>2</sup>/с, при температуре 50 °С – 2,23 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина составляет 3,78 % масс., смол силикогелевых – 2,00 % масс., асфальтенов – 0,12 % масс., общей серы – 0,14 % масс. Температура застывания в среднем составляет плюс 5 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти – 43 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет в среднем 57 %, до температуры 200 °С – 36 %.

Обособленная залежь в районе скважины ЗК-1 горизонта М-II+район скважины ЗК-19 горизонта PZ (контрактная территория АО «ПККР»)

Физико-химические свойства дегазированной нефти оценены по результатам исследований 6 проб из скважин ЗК-1, -61, -62, -63, -65, -68. При расчёте средних параметров по залежи были отбракованы заниженные значения, полученные при определении температуры застывания нефти по скважинам ЗК-62 и ЗК-65, не согласующиеся с другими параметрами. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С в среднем составляет 0,7880 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С – 3,91 мм<sup>2</sup>/с, при температуре 50 °С – 1,96 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина составляет 6,27 % масс., смол силикогелевых – 2,08 % масс., асфальтенов – 0,06 % масс., общей серы – 0,07 % масс. Температура застывания в среднем составляет минус 1 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти – 36 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет в среднем 61 %, до температуры 200 °С – 43 %.

Продуктивный горизонт Ю-I (контрактная территория АО «ПККР»)

Физико-химические свойства дегазированной нефти оценены по результатам исследований 2 проб, отобранных из скважины ЗК-9. Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С в среднем составляет 0,7980 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С – 3,78 мм<sup>2</sup>/с, при температуре 50 °С – 2,74 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина составляет 5,20 % масс., смол силикогелевых – 2,40 % масс., асфальтенов – 0,18 % масс., общей серы – 0,20 % масс. Температура застывания в среднем составляет плюс 10 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти – 45 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет в среднем 48 %, до температуры 200 °С – 31 %.

Горизонт PZ (район скважин ЮК-25, -35, -37, -44, контрактная территория ТОО «СО»)

Физико-химические свойства дегазированной нефти оценены по результатам исследований 2-х проб нефти из скважин ЮК-36 и -37.

Плотность дегазированной нефти при температуре 20 °С составляет 0,7945 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость нефти при температуре 20 °С – 5,16 мм<sup>2</sup>/с, при температуре 50 °С – 2,13 мм<sup>2</sup>/с. Содержание парафина составляет 3,10 % масс., смол силикогелевых – 3,05 % масс., асфальтенов – 0,14 % масс., общей серы – 0,23 % масс. Температура застывания в составляет плюс 10 °С. Температура начала кипения дегазированной нефти – 55 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 53 %, до температуры 200 °С – 34 %.

**Таблица 6.2.2.2 – Месторождение Юго-Западный Карабулак. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти**

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<i>Горизонт М-II (основная залежь)</i>				
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	21	27	0,7860-0,8030	0,7941
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с				
при 20 °С	21	24	3,03-6,06	4,42
при 50 °С	18	20	1,87-2,77	2,23
Температура застывания, °С	20	26	(-3)-13	5
Содержание, % масс.				
-общей серы	21	27	0,05-0,26	0,14
-смол силикагелевых	19	25	0,30-4,60	2,00
-асфальтенов	19	25	0,00-0,27	0,12
-парафинов	21	27	1,20-10,20	3,78
Температура начала кипения, °С	19	25	25-60	43
Объемный выход фракций, выкипающих до, %				
100 °С	19	25	3-18	12
200 °С	19	25	21-45	36
300 °С	19	25	49-65	57
<i>Обособленная залежь в районе скважины ЗК-1 горизонта М-II+район скважины ЗК-19 горизонта РЗ</i>				
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	6	6	0,7760-0,8120	0,7880
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с				
при 20 °С	5	5	2,52-7,20	3,91
при 50 °С	6	6	1,70-2,82	1,96
Температура застывания, °С	4	4	(-7)-1	-1
Содержание, % масс.				
-общей серы	6	6	0,04-0,12	0,07
-смол силикагелевых	6	6	1,90-2,60	2,08
-асфальтенов	6	6	0,02-0,10	0,06
-парафинов	6	6	1,49-9,50	6,27
Температура начала кипения, °С	6	6	30-44	36
Объемный выход фракций, выкипающих до, %				
100 °С	6	6	1-18	14
200 °С	6	6	38-45	43
300 °С	6	6	56-64	61
<i>Горизонт Ю-I</i>				
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1	2	0,7940-0,8010	0,7980
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с				
при 20 °С	1	1	3,78-25,89	3,78
при 50 °С	1	2	2,23-3,25	2,74
Температура застывания, °С	1	2	4-16	10
1	2	3	4	5
Содержание, % масс.				

-общей серы	1	2	-	0,2
-смола силикагелевых	1	2	1,80-3,00	2,4
-асфальтенов	1	2	0,17-0,18	0,18
-парафинов	1	2	2,30-8,20	5,20
Температура начала кипения, °С	1	2	-	45
Объемный выход фракций, выкипающих до, %				
100 °С	1	2	7-8	8
200 °С	1	2	29-32	31
300 °С	1	2	46-50	48
<b>Горизонт PZ (район скважин ЮК-25, -35, -37, -44)</b>				
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	2	2	0,7830-0,8060	0,7945
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с				
при 20 °С	2	2	3,99-6,34	5,16
при 50 °С	2	2	2,01-2,25	2,13
Температура застывания, °С	2	2	-	10
Содержание, % масс.				
-общей серы	2	2	0,19-0,27	0,23
-смола силикагелевых	2	2	2,30-3,80	3,05
-асфальтенов	2	2	0,11-0,16	0,14
-парафинов	2	2	1,60-4,60	3,10
Температура начала кипения, °С	2	2	-	55
Объемный выход фракций, выкипающих до, %				
100 °С	2	2	5-8	7
200 °С	2	2	28-40	34
300 °С	2	2	45-60	53

Дегазированную нефть месторождения Юго-Западный Карабулак можно охарактеризовать, как особо легкую, не вязкую, парафинистую и высокопарафинистую, малосмолистую, малосернистую, застывающую при положительных температурах, с высоким выходом светлых фракций.

По скважинам ЗК-33, ЗК-35 были проведены исследования на содержание металлов в дегазированной нефти. Результаты приведены в таблице 6.2.2.3.

Таблица 6.2.2.3 – Месторождение Юго-Западный Карабулак. Содержание тяжелых металлов в нефти

№ скв.	Дата отбора	Содержание компонентов, ppm						
		Свинец	Цинк	Железо	Ванадий	Марганец	Никель	Медь
<b>Горизонт М-II</b>								
ЗК-35	18.04.12	0,265	0,154	1,04	0,18	0,73	1,26	0,35
ЗК-33	29.03.13	0,057	1,56×10 <sup>-4</sup>	0,14	0,12	0,08	отс.	4,23×10 <sup>-5</sup>

Количество металлов в нефти не имеет промышленного значения.

### 6.2.3 Состав и свойства растворённого газа

Результаты анализов состава и свойств растворенного газа представлены исследованиями газа однократного разгазирования, полученных при проведении исследований пластовой нефти.

Всего по состоянию изученности на 01.01.2021 г. совместно на контрактных территориях ТОО «СО» и АО «ПККР» месторождения Юго-Западный Карабулак компонентный состав растворённого газа рассмотрен по 40 пробам из 28 скважин.

Все результаты исследований растворённого газа представлены в таблице 6.2.3.1.

#### Основная залежь горизонта М-II

Компонентный состав нефтяного газа основной залежи продуктивного горизонта М-II по контрактным территориям ТОО «СО» и АО «ПККР» представлен совместно результатами исследований 33 проб из 23 скважины. По залежи дополнительно исследованы 4 пробы газа, полученные после однократного разгазирования глубинных проб нефти из скважины ЗК-11, ЗК-12 и ЗК-15 (АО «ПККР»). При анализе результатов исследований отбракованы пробы газа однократного разгазирования из скважин ЮК-2, -3, -4, -10, -18, -19 (14.06.2013 г.) с завышенным содержанием азота и кислорода, что свидетельствует о попадании воздуха в пробы газа. Газ «высокожирный», с повышенным содержанием гомологов метана. В среднем содержание метана составляет 30,27 % мольн., этана – 12,02 % мольн., пропана – 27,79 % мольн., бутанов – 19,55 % мольн., пентанов – 6,28 % мольн., C<sub>6+</sub> – 1,38 % мольн. Неуглеводородных компонентов: содержание углекислого газа составляет 0,20 % мольн., азота – 1,71 % мольн., сероводород отсутствует. Относительная плотность газа – 1,397.

#### Обособленная залежь в районе скважины ЗК-1 горизонта М-II + залежь в районе скважины ЗК-19 горизонта PZ (контрактная территория АО «ПККР»)

Компонентный состав изучен по результатам исследований 2-х проб газа из скважин ЗК-19 и ЗК-60. Газ «высокожирный», с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана составляет 4,00 % мольн., этана – 4,82 % мольн., пропана – 38,70 % мольн., бутанов – 34,57 % мольн., пентанов – 13,46 % мольн., C<sub>6+</sub> – 2,94 % мольн. Неуглеводородных компонентов: содержание углекислого газа составляет 0,03 % мольн., азота – 1,50 % мольн., сероводород отсутствует. Относительная плотность газа – 1,839.

#### Горизонт Ю-I (контрактная территория АО «ПККР»)

Компонентный состав изучен по результатам исследований 3-х проб газа из скважин ЗК-3, ЗК-9 и ЗК-38. Газ «высокожирный», с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана составляет 50,09 % мольн., этана – 13,17 % мольн., пропана – 19,11 %

мольн., бутанов – 10,87 % мольн., пентанов – 4,07 % мольн.,  $C_{6+}$  – 1,34 % мольн. Неуглеводородных компонентов: содержание углекислого газа составляет 0,01 % мольн., азота – 1,28 % мольн., сероводород отсутствует. Относительная плотность газа – 1,087.

Горизонт PZ в районе скважин ЮК-25, -35, -37, -44 (контрактная территория ТОО «СО»)

Компонентный состав изучен по результатам исследований проб газа из скважин ЗК-36, -37. Газ «высокожирный», с повышенным содержанием гомологов метана. Содержание метана составляет 38,99 % мольн., этана – 16,97 % мольн., пропана – 15,11 % мольн., бутанов – 17,12 % мольн., пентанов – 4,65 % мольн.,  $C_{6+}$  – 0,91 % мольн. Неуглеводородных компонентов: содержание углекислого газа составляет 0,76 % мольн., азота – 3,50 % мольн., сероводород отсутствует. Относительная плотность газа – 1,200.

Таблица 6.2.3.1 – Месторождение Юго-Западный Карабулак. Компонентный состав растворённого газа по состоянию на 01.01.2021 г.

№ скв.	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Содержание компонентов, % мольн.											Относительная плотность газа
			Кислород	Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан	и-Пентан,	н-Пентан	Гексан+высшие	
<b>Контрактная территория ТОО «СО»</b>														
<i>Горизонт М-II</i>														
ЮК-2*	18.01.2009	1434-1442	3,96	1,33	7,92	13,41	9,76	31,49	10,23	15,48	3,58	2,64	0,21	1,510
ЮК-3*	29.01.-13.02.2009	1414-1434	3,49	0,96	6,99	15,23	8,78	29,64	10,08	14,92	4,81	4,67	0,44	1,538
ЮК-4*	17.02.2009	1424-1428 1430-1444	2,72	0,69	5,45	17,16	9,52	31,05	10,15	12,29	4,98	5,07	0,93	1,527
ЮК-10*	25.06.2013	1408-1418	3,93	0,27	4,53	42,99	15,17	20,72	3,92	5,96	1,22	1,06	0,22	1,099
	10.05.2014	1408-1418	1,07	0,26	3,04	26,37	12,55	30,49	9,26	12,24	2,71	1,85	0,16	1,368
<b>Среднее по ЮК-10</b>			<b>2,50</b>	<b>0,26</b>	<b>3,79</b>	<b>34,68</b>	<b>13,86</b>	<b>25,61</b>	<b>6,59</b>	<b>9,10</b>	<b>1,96</b>	<b>1,46</b>	<b>0,19</b>	<b>1,233</b>
ЮК-18*	18.06.2013	1407-1414 1421-1436	4,27	0,18	5,06	37,84	15,63	23,27	4,33	6,63	1,38	1,23	0,20	1,137
ЮК-19	14.06.2013*	1412-1420	3,91	0,18	4,56	36,61	16,46	23,52	5,53	6,07	1,53	1,43	0,20	1,157
	20.05.2014		1,61	1,50	2,92	44,59	7,89	30,29	3,31	3,47	2,12	2,08	0,23	1,128
<b>Среднее по ЮК-19</b>			<b>2,76</b>	<b>0,84</b>	<b>3,74</b>	<b>40,60</b>	<b>12,18</b>	<b>26,91</b>	<b>4,42</b>	<b>4,77</b>	<b>1,83</b>	<b>1,76</b>	<b>0,22</b>	<b>1,142</b>
ЮК-21	20.10.2013	1402-1404, 1406-1408, 1414-1420	1,49	0,28	1,62	32,57	24,19	25,20	4,59	6,85	1,37	1,59	0,24	1,187
	05.05.2014		1,62	0,13	2,06	23,14	10,44	33,51	10,04	10,74	4,33	3,62	0,37	1,449
<b>Среднее по ЮК-21</b>			<b>1,55</b>	<b>0,20</b>	<b>1,84</b>	<b>27,86</b>	<b>17,32</b>	<b>29,36</b>	<b>7,31</b>	<b>8,79</b>	<b>2,85</b>	<b>2,61</b>	<b>0,31</b>	<b>1,153</b>
ЮК-34	13.06.2015	1395-1397,5; 1398,5-1402,5	1,59	0,85	2,60	37,32	16,48	20,83	5,21	8,95	2,93	2,71	0,54	1,217
ЮК-41	23.12.2014	1497-1498, 1500-1502, 1506-1508	1,15	0,65	3,13	29,81	18,45	22,85	8,96	9,07	2,19	3,46	0,28	1,299
ЮК-41	01.12.2014	1497-1498; 1500-1502; 1503-1505	-	0,16	1,56	31,45	12,07	27,60	7,69	12,87	2,90	2,46	0,42	1,343
<b>Среднее по М-II (ТОО «СО»)</b>			<b>1,49</b>	<b>0,59</b>	<b>2,31</b>	<b>33,15</b>	<b>14,92</b>	<b>26,71</b>	<b>6,63</b>	<b>8,66</b>	<b>2,64</b>	<b>2,65</b>	<b>0,35</b>	<b>1,271</b>
<b>Контрактная территория АО «ПКР»</b>														
<i>Горизонт М-II</i>														
ЗК-2	04.08.2010	1431-1443	-	0,04	1,00	26,64	11,38	31,15	6,72	12,75	3,05	2,83	1,43	1,365
ЗК-3	24.04.2012	1419,5-1429	-	0,07	0,95	33,84	11,67	20,18	8,28	14,98	3,85	3,78	2,39	1,375
ЗК-4	15.06.2011	1415-1416,5, 1419,5-1422,5, 1427-1442	-	0,04	1,45	30,84	10,67	29,79	6,61	12,91	3,03	2,87	1,80	1,361
ЗК-9	11.12.2012	1441-1443,2, 1445-1453, 1454-1456	-	0,09	1,03	26,85	10,68	25,94	8,76	16,39	4,20	3,98	2,09	1,460
ЗК-13	25.05.2011	1417-1432,5	-	0,11	1,18	37,19	11,87	30,07	5,25	9,78	1,75	1,55	0,64	1,229

**Продолжение таблицы 6.2.3.1**

ЗК-33	15.01.2015	1441-1444	-	0,07	1,62	29,13	12,32	29,35	7,81	12,79	2,52	2,06	0,99	1,346
			-	0,08	1,66	29,45	11,48	28,19	8,04	13,65	3,16	2,72	0,94	1,382
			-	0,07	1,61	29,02	12,61	29,73	7,73	12,49	2,30	1,83	1,00	1,382
<b>Среднее по ЗК-33</b>			-	<b>0,07</b>	<b>1,63</b>	<b>29,20</b>	<b>12,14</b>	<b>29,09</b>	<b>7,86</b>	<b>12,98</b>	<b>2,66</b>	<b>2,20</b>	<b>0,98</b>	<b>1,370</b>
ЗК-34	06.01.2013	1445-1453	-	0,05	1,94	25,90	9,21	23,28	9,84	18,76	4,91	4,44	1,66	1,493
ЗК-35	18.04.2012	1443-1451	-	0,05	0,93	34,04	11,35	20,75	8,37	14,54	3,80	3,63	2,53	1,373
ЗК-39	09.11.2013	1441-1449	-	0,07	1,29	31,68	10,88	27,71	6,84	12,99	3,35	3,25	1,94	1,363
			-	0,06	1,74	31,88	12,09	28,31	7,14	11,87	2,41	1,93	0,61	1,631
	21.01.2015		-	0,06	1,76	31,29	12,20	28,55	7,19	11,97	2,43	1,95	0,61	1,653
			-	0,30	1,80	31,62	12,83	28,83	6,93	11,20	2,23	1,84	0,66	1,618
<b>Среднее по ЗК-39</b>			-	<b>0,12</b>	<b>1,65</b>	<b>31,62</b>	<b>12,00</b>	<b>28,35</b>	<b>7,03</b>	<b>12,01</b>	<b>2,61</b>	<b>2,24</b>	<b>0,96</b>	<b>1,566</b>
ЗК-43	17.04.2014	1434-1439, 1422-1426	-	0,03	1,12	27,73	10,11	31,66	7,10	13,65	3,53	3,31	1,76	1,412
ЗК-52	31.07.2015	1440-1442,5	-	0,06	1,30	22,08	10,98	33,17	8,05	14,43	4,01	4,15	1,78	1,486
ЗК-11	21.06.2019	1424-1427	-	0,10	2,12	27,14	10,30	30,40	6,19	13,18	3,87	4,00	2,71	1,431
	13.10.2019	1412-1418	-	0,08	1,85	27,71	10,61	28,32	6,94	13,64	4,25	4,27	2,34	1,431
ЗК-12	20.08.2020	1413-1422	-	0,08	2,12	27,15	9,58	27,07	6,30	13,72	5,01	5,37	3,81	1,484
ЗК-15	24.09.2020	1420,5-1425	-	0,05	2,03	26,84	10,26	29,75	6,23	14,64	4,05	3,98	2,18	1,434
<b>Среднее по М-II (АО «ПКР»)</b>			-	<b>0,08</b>	<b>1,53</b>	<b>29,40</b>	<b>11,15</b>	<b>28,11</b>	<b>7,32</b>	<b>13,52</b>	<b>3,39</b>	<b>3,19</b>	<b>1,69</b>	<b>1,435</b>
<b>Среднее по горизонту М-II в целом</b>			<b>1,49</b>	<b>0,20</b>	<b>1,71</b>	<b>30,27</b>	<b>12,02</b>	<b>27,79</b>	<b>7,16</b>	<b>12,39</b>	<b>3,21</b>	<b>3,06</b>	<b>1,38</b>	<b>1,397</b>
<b>Контрактная территория АО«ПКР»</b>														
<i>Обособленная залежь в районе скважины ЗК-1 горизонта М-II+район скважины ЗК-19 горизонта PZ</i>														
ЗК-60	08.06.2017	1402-1416	-	0,04	1,75	4,23	4,26	36,1	11,51	23,91	7,64	7,14	3,42	1,864
ЗК-19	16.10.2017	1398-1412	-	0,02	1,24	3,77	5,37	41,29	10,9	22,81	6,38	5,75	2,46	1,813
<b>Среднее по обособленной залежи</b>			-	<b>0,03</b>	<b>1,50</b>	<b>4,00</b>	<b>4,82</b>	<b>38,70</b>	<b>11,21</b>	<b>23,36</b>	<b>7,01</b>	<b>6,45</b>	<b>2,94</b>	<b>1,839</b>
<b>Контрактная территория АО«ПКР»</b>														
<i>Горизонт Ю-I</i>														
ЗК-3	15.01.2012	1550-1553	-	0,04	1,41	53,60	13,10	14,74	3,71	7,30	2,20	2,22	1,68	1,062
ЗК-9	22.05.2011	1543-1546	-	0,06	1,16	42,66	14,03	24,54	4,01	8,29	2,02	2,02	1,21	1,162
ЗК-38	15.10.2013	1551-1553	-	0,06	1,28	54,02	12,39	18,06	2,99	6,31	1,85	1,91	1,14	1,038
<b>Среднее по горизонту Ю-I</b>			-	<b>0,01</b>	<b>1,28</b>	<b>50,09</b>	<b>13,17</b>	<b>19,11</b>	<b>3,57</b>	<b>7,30</b>	<b>2,02</b>	<b>2,05</b>	<b>1,34</b>	<b>1,087</b>
<b>Контрактная территория ТОО «СО»</b>														
<i>Горизонт PZ (район скважин ЮК-25, -35, -37, -44)</i>														
ЮК-36	05.06.2015	1530,5-1583	2,71	0,80	3,69	49,83	14,67	7,49	8,25	7,02	2,33	1,83	1,36	1,090
ЮК-37	08.01-16.01.2015	1528-1529,5; 1534-1536	1,28	0,71	3,31	28,14	19,26	22,73	9,12	9,85	2,53	2,61	0,45	1,311
<b>Среднее по горизонту PZ</b>			<b>2,00</b>	<b>0,76</b>	<b>3,50</b>	<b>38,99</b>	<b>16,97</b>	<b>15,11</b>	<b>8,69</b>	<b>8,44</b>	<b>2,43</b>	<b>2,22</b>	<b>0,91</b>	<b>1,200</b>
<b>Примечание: * - отбракованные пробы</b>														



В таблице 6.2.3.2 представлены усреднённые составы нефтяного газа по состоянию изученности на 01.01.2021 г.

**Таблица 6.2.3.2 - Месторождение Юго-Западный Карабулак. Компонентный состав растворённого газа**

Объект разработки	I			II	III	IV
Продуктивный горизонт, залежь	Основная залежь горизонта М-II			М-II+PZ (Обособленная залежь)	Ю-I	PZ
Контрактная территория	ТОО «СО»	АО «НКР»	Всего по основной залежи М-II	АО «НКР»	АО «НКР»	ТОО «СО»
Количество исследований	6	20	26	2	3	2
<b>Содержание компонентов, % мольн.</b>						
Кислород	1,49	-	1,49	-	-	2,00
Углекислый газ	0,59	0,08	0,20	0,03	0,01	0,76
Азот	2,31	1,53	1,71	1,50	1,28	3,50
Метан	33,15	29,40	30,27	4,00	50,09	38,99
Этан	14,92	11,15	12,02	4,82	13,17	16,97
Пропан	26,71	28,11	27,79	38,70	19,11	15,11
и-Бутан	6,63	7,32	7,16	11,21	3,57	8,69
н-Бутан	8,66	13,52	12,39	23,36	7,30	8,44
и-Пентан,	2,64	3,39	3,21	7,01	2,02	2,43
н-Пентан,	2,65	3,19	3,06	6,45	2,05	2,22
Гексан+высшие	0,35	1,69	1,38	2,94	1,34	0,91
Относительная плотность газа	1,271	1,435	1,397	1,839	1,087	1,200

### 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, уровнепезопроводность, 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, сооружения 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 нефтегазоводонности, 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:

- 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 комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при газопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом.

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 керн, 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 керн, 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.

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 на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»**

Учет и движение отходов производства и потребления на производственных объектах АО «ПККР» в целом и на каждом отдельном его производственном участке регламентируются экологическими нормативными документами и положениями «Проекта нормативов размещения и обращения с отходами производства и потребления АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз».

Все образующиеся в процессе деятельности объектов предприятия отходы в установленном порядке собираются в местах временного складирования, транспортируются по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку или размещение на собственные полигоны, расположенные на месторождениях Кумколь и Арысқум.

Временное складирование отходов производится строго в специализированных местах, в емкостях и на специализированных площадках, что снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Транспортировка отходов осуществляется в специально оборудованном транспорте, исключающем возможность потерь по пути следования и загрязнения окружающей среды, а также обеспечивающем удобства при перегрузке.

На промышленных площадках разведанных месторождений АО «ПККР» в пределах СЗЗ и геологического отвода расположен ряд объектов, обеспечивающих безопасное обращение с отходами производства и потребления:

- полигон захоронения ТБО м/р Кумколь;
- полигон захоронения ТБО м/р Арысқум;
- участок временного хранения низко радиоактивных отходов (НРО) на м/р Кумколь (хранятся не более полугода);
- участок компостирования и очистки нефтесодержащих отходов на месторождении Кумколь;

- буровые отходы размещаются на Участке переработки отходов бурения и используются для заполнения техногенной выработки отработанного карьера (заключение ГЭЭ KZ 39VCSY00012865 от 06.06.2014 г.).

Характеристика образуемых отходов и методы их утилизации на территории АО «ПККР» представлены в таблице 7.1.1.1.

**Таблица 7.1.1.1 – Характеристика отходов и методы их утилизации на контрактной территории АО «ПККР»**

№ п/п	Наименование отходов	Агрегатное состояние	Место временного хранения отходов	Способ и периодичность удаления	Куда удаляется отход
1	Флуоресцентные и другие ртутьсодержащие отходы	Твердые	Временное хранение в заводской упаковке в складских помещениях	5 месяцев	Передача на утилизацию по договору со спец.предприятием
2	Батареи свинцовых аккумуляторов, целые или разломанные	Твердые	Во временном складском помещении на стеллажах	4 месяца	Передача на утилизацию по договору со спец.предприятием
3	Остатки от сжигания городских/бытовых отходов	Твердые	Контейнер на полигоне ТБО	С момента образования	Захоронение на полигонах ТБО АО «ПККР»
4	Замазученный грунт	Твердые	Контейнер на участке компостирования замазученного грунта	С момента образования	На участок биокomпостирования и очистки нефтепродуктов АО «ПККР». ТОО «Экосервис» занимается переработкой замазученного грунта на м/р Кумколь
5	Нефтешлам	Пастообразный	Специальные резервуары	С момента образования	На участок биокomпостирования и очистки нефтепродуктов АО «ПККР», затем поступают на переработку в установке для очистки жидких и твердых нефтешламов и замазученного грунта УОГ-15-4-Г.
6	Отработанный буровой шлам	Шлам, раствор	Емкости на буровых площадках	Сразу после образования идет процесс переработки физико-мех. методом	На собственный полигон компании, расположенный на 44 км подъездной дороги к м/р Кызылкия (поворот налево на 175 км автотрассы Кызылорда -Кумколь
7	Отработанный буровой раствор	Раствор	Емкости на буровых площадках	После очистки повторное использование	На собственный полигон компании, расположенный на 44 км подъездной дороги к м/р Кызылкия (поворот налево на 175 км автотрассы Кызылорда -Кумколь
8	Отработанные масла, не пригодные для использования по назначению	Жидкое	Бочки для хранения отработанного масла	5 месяцев	Передача на утилизацию по договору со спец.предприятием
9	Отходы производства и приготовления фармацевтической продукции (медицинские отходы)	Твердые	Контейнер с плотно закрывающей крышкой для хранения медицинских отходов	1 раз в 3 дня	Сжигается в мусоросжигательной печи АО «ПККР»
10	Отработанные смеси, эмульсии масла/вода, углеводороды/вода (промасленная ветошь)	Твердые	Контейнеры	С момента образования	На сжигание в мусоросжигательной печи на полигоне ТБО АО «ПККР»
11	Природный органический материал, используемый в	Твердые	Контейнеры	5 месяцев	Передача на утилизацию по договору со спец.предприятием

	качестве фильтрующей среды (например, в качестве биофильтра) (отработанные масляные фильтры)				
12	Низкорadioактивные отходы	Твердые	Для нефтешлама НРО – специальные резервуары, на площадке временного хранения, там же термообработка для перевода нефтешлама в твердое состояние; металлолом НРО - на площадке с бетонированным основанием.	5 месяцев	Вывоз и захоронение низко радиоактивных отходов производится специализированной организацией. Захоронение в спецмогильнике в РК.
13	Полимеры и сополимеры (бочки пластиковые из-под хим. реактивов)	Твердые	Временное хранение происходит на складе химреактивов на м/р Арыском и во временном складе на м/р Кумколь	3 месяца	Передача специализированной организации для утилизации
14	Отходы и лом луженного железа и стали (бочки металлические из-под хим. реактивов)	Твердые	Временное хранение происходит на складе химреактивов на м/р Арыском и во временном складе на м/р Кумколь	3 месяца	Передача специализированной организации для утилизации
15	Другие отходы и лом черных металлов	Твердые	Специальная площадка	5 месяцев	Передача специализированной организации для утилизации
16	Отходы и лом меди (лом цветных металлов)	Твердые	Специальная площадка	5 месяцев	Передача специализированной организации для утилизации
17	Электронный лом (печатные платы, электронные базовые элементы)	Твердые	Складское помещение на стеллажах	5 месяцев	Вывоз и утилизация сторонней организацией
18	Отходы полимеров этилена	Твердые	Хранится на площадке полигона ТБО м/р Кумколь и м/р Арыском с сетчатым покрытием	5 месяцев	Вывоз и утилизация сторонней организацией
19	Отходы и обломки древесины, агломерированные или неагломерированные в бревна, брикеты, гранулы или иные подобные формы (использованная упаковка) (деревянная, пластиковая, тканевая, бумажная).	Твердые	Металлический контейнер с крышкой	По мере накопления	На сжигание в мусоросжигательной печи на полиго не ТБО АО «ПККР»
20	Коммунальные отходы (ТБО) в т.ч. смет с территории	Твердые	Металлический контейнер с крышкой	С момента образования	На сжигание в мусоросжигательной печи на полиго не ТБО АО «ПККР»
21	Иловый осадок от канализационных очистных сооружений	Твердые	Пруд-испаритель	С момента образования переработка путем компостирования	После процесса компостирования, в качестве удобрений
22	Антифриз отработанный	Жидкое	Бочки для хранения отработанного антифриза	По мере накопления	Передача на утилизацию по договору со спец.предприятием

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Юго-Западный Карабулак на контрактной территории АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» являются:

- Черные металлы (металлолом);
- Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь);
- Смешанные коммунальные отходы (ТБО).

**Черные металлы (металлолом)** - Образуются при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при инструментальной обработке металлов. На предприятии проводят сортировку металлолома, складирование 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 – 5 тонн. (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).** - Образуются в процессе протирки деталей и механизмов и технологического оборудования. Ветошь содержит до 20 % нефтепродуктов. Промасленная ветошь собирается в специальные металлические контейнеры, и по мере накопления вывозится и утилизируется на собственных полигонах ТБО расположенных на месторождениях Кумколь и Арыском в мусоросжигательных печах.

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 захоронение на собственные полигоны ТБО расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскум.

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;

$m$  – ориентировочное количество работающего персонала на месторождении - 34 человека;

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

$M = 1,06 * 34 * 0,25 = 9,010$  т/год.

В таблицах 7.1.1.2 и 7.1.1.3 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Юго-Западный Карабулак.

**Таблица 7.1.1.2 – Ориентировочные лимиты захоронения отходов на контрактной территории АО «ППКР»**

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
1	2	3	4	5	6
<b>Всего</b>	-	<b>9,0735</b>	<b>9,0735</b>	-	-
в том числе отходов производства	-	0,0635	0,0635	-	-
отходов потребления	-	9,010	9,010	-	-
<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	0,0635	-	-
<b>Не опасные отходы</b>					
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	9,010	9,010	-	-
<b>Зеркальные</b>					
-	-	-	-	-	-

**Примечание:** Смешанные коммунальные отходы (ТБО) по мере накопления вывозятся на захоронение на собственные полигоны ТБО АО «ППКР» расположенных на месторождениях Кумколь и Арыскум.

**Таблица 7.1.1.3 – Ориентировочные лимиты накопления отходов производства и потребления на месторождении Юго-Западный Карабулак контрактной территории АО «ПКР»**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего:</b>	-	<b>5,0</b>
в том числе отходов производства	-	<b>5,0</b>
отходов потребления	-	-
<i><b>Опасные отходы</b></i>		
-	-	-
<i><b>Неопасные отходы</b></i>		
Черные металлы (металлолом)	-	5,0
<i><b>Зеркальные</b></i>		
-	-	-

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

### 7.1.2 Процедура управления отходов на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Учет и движение отходов производства и потребления на производственных объектах ТОО «САУТС-ОЙЛ» в целом и на каждом отдельном его производственном участке регламентируются экологическими нормативными документами и положениями «Проекта нормативов размещения и обращения с отходами производства и потребления ТОО «САУТС-ОЙЛ». 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 или захоронение на собственном полигоне, расположенного на месторождении Кенлык.

Система управления отходами в ТОО «САУТС-ОЙЛ» заключается в следующем:

- раздельный сбор с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов;
- накопление и временное хранение отходов до целесообразного вывоза;
- хранение в маркированных контейнерах для каждого вида отходов;
- транспортировка с регистрацией движения всех отходов.

Образующиеся отходы разделяются:

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

В процессе деятельности ТОО «САУТС-ОЙЛ» образуются следующие производственные и бытовые отходы:

Твердые бытовые отходы являются отходами потребления. Образуются в процессе хозяйственной деятельности. Площадки для сбора твердо-бытовых отходов, расположенные на объектах ТОО «САУТС-ОЙЛ» огорожены, имеют бетонное основание, на котором установлены контейнеры для раздельного сбора отходов (пищевые, бумага и картон, пластмасса, стекло). ТБО собирается в металлических контейнерах объемами 1,5 м<sup>3</sup> и 1,0 м<sup>3</sup>. Пищевые отходы собираются раздельно в металлическом контейнере объемом 1,0 м<sup>3</sup>. Каждый контейнер имеет плотно прилегающую крышку. 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.

Отработанные люминесцентные лампы образуются по выходу из строя ртутьсодержащих ламп различной марки. Отходы временно хранятся в герметичных контейнерах с крышкой, запирающейся на замок, с нанесенной соответствующей

маркировкой класса опасности, размерами 2,3x1,0x1,1 м<sup>3</sup>. Срок временного хранения отходов – 30 дней. Передаются специализированному предприятию на договорной основе.

Отходы бумаги образуются в результате делопроизводства и канцелярской деятельности объектов ТОО «САУТС-ОЙЛ», накапливаются в картонной коробке в помещении. Собираются в контейнере объемом 0,2 м<sup>3</sup>. Срок временного хранения макулатуры – 30 дней. Передаются на утилизацию сторонним организациям на основании договора.

Огарки сварочных электродов образуются при сварочных работах и собираются в контейнере объемом 0,100 м<sup>3</sup>. Передаются сторонним организациям. Срок временного хранения огарков сварочных электродов – 30 дней.

Отработанные аккумуляторные батареи, отработанные масла, изношенные шины, отработанные масляные фильтры, промасленная ветошь образуются при техническом обслуживании и эксплуатации автотранспорта и спецтехники на месторождениях.

Вахта на месторождениях ТОО «САУТС-ОЙЛ» длится 15 дней, в связи с этим такие отходы как: отработанные аккумуляторные батареи, изношенные шины, отработанные масляные фильтры, промасленная ветошь передаются специализированным предприятиям по окончанию смены.

Промасленная ветошь образуется при мойке автомобилей, протирании загрязненных мазутом и маслами частей механизмов оборудования, автомобилей и спецтехники. Промасленная ветошь собирается в металлических контейнерах объемом 0,1 м<sup>3</sup>. Срок временного хранения отходов – 15 дней. Передаются на утилизацию специализированному предприятию. Весь передвижной автотранспорт и спецтехника на предприятии проходят периодический технический осмотр. В соответствии с пробегом и отработанными мото часами составляется график замены автомобильных шин, аккумуляторов, масляных фильтров и масел. Отработанные аккумуляторы хранятся на складах в стеллажах, изношенные шины, отработанные масляные фильтры собираются на площадках с твердым покрытием, расположенных на месторождениях. Срок временного хранения отходов – 15 дней. Передаются на утилизацию специализированному предприятию.

Отработанные масла собираются в герметической емкости (бочках) объемом 0,2 м<sup>3</sup>, и после замены масел в течении суток передаются на утилизацию.

Медицинские отходы это отходы, которые образуются в результате работы медицинских пунктов, расположенных на объектах предприятия. Образуются вследствие оказания медицинской помощи персоналу. Исходным материалом медицинских отходов являются бинты, перевязочный материал, одноразовые шприцы, просроченные медицинские

отходы (лекарства). Количество медицинских отходов зависит от количества случаев обращения в медицинский пункт. Отходы временно хранятся в контейнерах объемами 0,1 м<sup>3</sup>. Отходы подлежат передаче специализированному предприятию на договорных условиях. Срок временного хранения отходов – 15 дней.

Упаковочные материалы образуются при использовании пластмассовых, пластиковых, деревянных, тканевых емкостей. Отходы хранятся в специальных контейнерах объемом 1,0 м<sup>3</sup>. Срок временного хранения отходов – 15 дней.

Отходы электронного и электротехнического оборудования образуются в результате выхода из строя или морального устаревания оборудования. Размеры каждого системного блока 234 x 600 x 555 мм. Отходы временно хранятся на складах. Срок временного хранения отходов – 30 дней. Передаются на утилизацию специализированным организациям.

Металлические стружки хранятся в контейнерах объемом 0,1 м<sup>3</sup>. Передаются специализированному предприятию. Срок временного хранения металлических стружек – 30 дней.

Иловый осадок, образующийся при очистке хозяйственно-бытовых стоков. Собирается на открытой площадке до высыхания (в течении 15 дней), после обезвоживания используется на предприятии в качестве удобрения.

Основными промышленными отходами предприятия являются буровой шлам, отработанный буровой раствор, нефтешлам, грунты пропитанные нефтью, мазутом.

Для размещения образующихся отходов бурения и нефтесодержащих отходов используется собственный участок временного хранения и переработки отходов (УВХ и ПО) нефтедобычи на месторождении Кенлык.

В 2013 году реализован проект строительства участка по переработке отходов бурения и нефтедобычи в границах земельного отвода, выполненного ранее под полигон промышленных отходов.

Участок площадью 5 га, отведенный под полигон захоронения отходов нефтедобычи, расположен на месторождении Кенлык, в 2,8 км к северо-западу от вахтового поселка.

Согласно проектным решениям на территории, отведенной под полигон, обустроен участок переработки отходов, образующихся при бурении скважин, нефтесодержащих отходов от очистки резервуаров (нефтешламы), замазученных грунтов при проведении работ, связанных с ликвидацией аварийных разливов нефти. На территории полигона построены карты временного хранения и переработки отходов бурения, с использованием существующих бетонированных карт участка захоронения промышленных отходов на

месторождении Кенлык под переработку нефтесодержащих отходов в «черный грунт» и биокомпостирование.

Сооружения размещены на площади 49504 м<sup>2</sup> (размеры 238 x 208 м). На территории полигона имеется:

1. Карты осреднения отходов бурения (буровой шлам)  $V = 3289 \text{ м}^3 \times 3 \text{ ед}$ ;
2. Пруды - накопители жидких отходов бурения до и после очистки –  $V = 3185,0 \text{ м}^3 \times 2 \text{ ед}$ , накопитель осветленных БСВ перед ГДС(ф) –  $V = 2548 \text{ м}^3$ ;
3. Карта биокомпостирования замазученных грунтов  $V = 1000 \text{ м}^3$ ;
4. Площадка для обработки нефтесодержащих отходов, бетонированные карты  $V = 1000 \text{ м}^3 \times 2 \text{ ед}$ ;
5. Площадка размещения ГДС (ф)-10 и площадка накопления обезвреженных отходов.

Объем карт рассчитан с учетом сезонности работ по переработке отходов.

Для предупреждения попадания ливневых вод с прилегающей территории на площадку предусмотрена отводная канава.

#### ***Характеристика отходов бурения и нефтедобычи.***

***Буровой шлам.*** Буровой шлам (БШ) образуется при бурении нефтяных скважин с применением буровых растворов на водной основе. БШ состоит из частиц выбуренной породы, бентонитовой глины и по минеральному составу – нетоксичен. Но, диспергируясь в среде бурового раствора, частицы его адсорбируют на своей поверхности токсичные вещества (химические добавки в буровые растворы) и оказывают вредное воздействие на растительный покров, а также на поверхностные и грунтовые воды при неограниченном сбросе в отвалы непосредственно на земную поверхность. Для предупреждения загрязнения окружающей среды предусматривается «безамбарное» бурение с передачей отходов бурения на переработку на специально обустроенных полигонах, обеспечивающих экологические требования к безопасному обращению с отходами.

Буровой шлам размещается в картах осреднения и вылежки отходов бурения. Объем карт рассчитан по количеству отходов, поступающих в зимний период, когда переработка отходов и работы с использованием их в качестве дорожно-строительных материалов (ДСМ) приостанавливаются. Под действием сил гравитации и вследствие более высокой плотности, шлам оседает на дно накопителя отходов бурения. Отстоявшаяся жидкая часть откачивается на очистку ГДС-10. Шлам после просушивания и осреднения подвергается исследованиям в строительной лаборатории. При соответствии требованиям, предъявляемым к ДСМ, шлам используется в качестве сырья при обустройстве земляной насыпи в основании дорог к

подъездным дорогам к скважинам, а также используется при переработке нефтесодержащих отходов для получения «черного грунта».

**Жидкие отходы бурения**, отработанный буровой раствор (ОБР), образующихся в циркуляционной системе использования буровых растворов на конечной стадии бурения при промывке ствола скважины и оборудования.

Отработанный буровой раствор (ОБР) собираются в экологические емкости, доставляются вакуумными машинами совместно с БШ (или без) и перерабатываются на установке ГДС(ф)-10. После очистки на установке гравидинамической сепарации ГДС (ф)-10, где отделяется остаточный шлам и нефть, очищенные стоки отводятся в пруды-накопители с использованием для технических нужд (пылеподавление, использование для увлажнения при биоремедиации нефтесодержащих отходов).

**Нефтесодержащие отходы (НСО)** делятся на нефтешламы и грунты, пропитанные нефтью, мазутом. Нефтешламы образуются при очистке резервуаров, грунты, пропитанные нефтью, мазутом образуется при аварийных проливах нефти. НСО передаются на переработку на УВХ и ПО. После осреднения на площадке переработки будут использоваться как «черный грунт» для создания гидроизолирующего слоя при строительстве внутрипромысловых дорог.

**Технологический процесс на участке временного хранения и переработки отходов нефтедобычи.**

Участок временного хранения и переработки отходов нефтедобычи предназначен для сбора, хранения и переработки отходов бурения (БШ, ОБР) и нефтесодержащих отходов (нефтешлам и грунты, пропитанные нефтью, мазутом). Выбор методов переработки отходов путем осреднения, биоремедиации определен использованием инновационных технологий.

Очистка жидких отходов бурения – механическим путем, очистка от загрязнения взвесьями и углеводородами на ГДС (ф) -10.

#### **Гравидинамический сепаратор ГДС(ф) -10**

Установка ГДС(ф)-10, включает гравидинамический сепаратор (ГДС) в блок-контейнерном исполнении. Производство Россия. Характеристики по паспорту:

- производительность установки – 10 м<sup>3</sup>/ч;
- потребляемая мощность установки - 8,5 кВт;
- эффективность очистки воды от углеводородов, % > 99.

ГДС устанавливается на подготовленное основание из железобетонных дорожных плит. Подача буровых сточных вод из пруда-накопителя на ГДС осуществляется погружным насосом по трубопроводам. Очищенные стоки выпускаются в пруд-накопитель. Для сбора

отсепарированных нефтепродуктов и взвесей ГДС укомплектовывается сменными емкостями. Буровой шлам в виде взвеси, отделившийся в процессе очистки на ГДС, передается на карты переработки БШ.

#### ***Площадка приготовления «черного грунта».***

Нефтешлам и грунты, пропитанные нефтью, мазутом доставляются на площадку для обработки НСО с противofильтрационным экраном из природной глины, используются существующие бетонированные карты.

Конструкция противofильтрационного экрана выполнена в соответствии с требованиями СНиП 1.04-109-2013 «Полигоны по обезвреживанию и захоронению токсичных промышленных отходов». Определяется содержание нефти и нефтепродуктов в доставляемых автотранспортом отходах.

Смешивание с гравелистым грунтом (или отходами бурения, прошедшими вылежку и осреднение), производится с учетом содержания углеводородов.

После многократного смешивания образующийся «черный грунт» используется для создания гидроизолирующего слоя в основании дорог категории IV-в с невысокой интенсивностью движения.

#### ***Биокомпостирование нефтесодержащих отходов***

Для получения компоста часть нефтесодержащих отходов (НСО) с содержанием нефти 12÷15 % размещается на картах биокомпостирования, обустроенных противofильтрационным экраном. Биокомпостирование отходов проводят на специально организованных площадках – в оформленных грядах-буртах, где в НСО добавляют структурирующие материалы – рисовую лузгу и навоз. Эффективность процесса достигается поддержанием определенного тепловлажностного режима массы отходов, содержания кислорода, соотношением азотно-фосфорных компонентов и количества нефтеокисляющей микрофлоры. Процесс биокомпостирования (биоремедиация) занимает от 2 до 4 месяцев в теплое время года в зависимости от содержания нефти в отходах.

Содержание углеводородов снижается с 12÷15 % до 1÷1,5 %. Переработанный грунт накапливается в буртах с последующей передачей на использование.

Переработанный грунт может использоваться при биологической рекультивации рекультивируемых участков.

Основными видами отходов в период реализации проектных решений на месторождении Юго-Западный Карабулак контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» являются:

- Черные металлы (металлолом);

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

**Черные металлы (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 – 5,0 тонн. (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 - 72 человека;

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

$$M = 1,06 * 72 * 0,25 = \mathbf{19,080 \text{ т/год.}}$$

В таблице 7.1.2.3 представлены результаты предварительных расчетов количества образования отходов производства и потребления на месторождении Юго-Западный Карабулак контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ».

**Таблица 7.1.2.3 – Ориентировочный объем образования отходов на месторождении на месторождении Юго-Западный Карабулак контрактной территории ТОО «САУТС-ОЙЛ»**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего:</b>	-	<b>24,1435</b>
в том числе отходов производства	-	<b>5,0635</b>
отходов потребления	-	<b>19,080</b>
<i>Опасные отходы</i>		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	-	0,0635
<i>Неопасные отходы</i>		
Черные металлы (металлолом)	-	5,0
Смешанные коммунальные отходы (ТБО)	-	19,080
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

Более точные объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации объектов ТОО «САУТС-ОЙЛ» будут уточняться в рамках «Программы управления отходами производства и потребления ТОО «САУТС-ОЙЛ»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

## 7.2 Программа управления отходами

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления.

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разрабатывается «Программа управления отходами производства и потребления».

**Цель «Программы управления отходами»** - заключается в достижении установленных показателей, направленных на постепенное сокращение объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, а также отходов, находящихся в процессе обращения.

**Задачи Программы** – определение путей достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода. Задачи направлены на снижение объемов образуемых и накопленных отходов, с учетом:

- внедрения на предприятии имеющихся в мире наилучших доступных технологий по обезвреживанию, вторичному использованию и переработке отходов;
- привлечения инвестиций в переработку и вторичное использование отходов;
- минимизации объемов отходов, вывозимых на полигоны захоронения.

**Показатели Программы** – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер, направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

- всех производственных факторов;
- экологической эффективности;
- экономической целесообразности.

Показатели являются контролируруемыми и проверяемыми, определяются по этапам реализации Программы.

План мероприятий является составной частью Программы и представляет собой комплекс организационных, экономических, научно-технических и других мероприятий, направленных на достижение цели и задач программы с указанием необходимых ресурсов, ответственных исполнителей, форм завершения и сроков исполнения.

### **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 предприятиях 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. При анализе мест централизованного временного накопления (хранения) отходов установлено, что способы хранения отходов и методы транспортировки соответствуют требованиям санитарных и экологических норм.

В компаниях АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» имеются «Программы производственного экологического контроля». Мониторинг управления отходами производства и потребления предполагает разработку организационной системы отслеживания образования отходов, контроль над их сбором, хранением и утилизацией (вывозом).

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:

- оборудовать площадки с твердым покрытием для установки емкостей и контейнеров для сбора отходов;
- осуществлять своевременный вывоз отходов;
- при транспортировке отходов обязательно соблюдение правил загрузки отходов в кузов и прицепы автотранспортного средства. В случае возникновения ситуации, связанной с частичным или полным выпадением перевозимых отходов, все выпавшие отходы собрать и увезти в специально отведенные места для захоронения;
- все погрузочные и разгрузочные работы, выполняемые при складировании отходов, производить механизированным способом.

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 человеческое ухо и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тыс. Гц с физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки.

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

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

Допустимые уровни звука согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 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 медреса	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 Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 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» №169 от 28.02.2015 г. 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 развиться 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 мал шумных 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 на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак**

Для оценки радиационной ситуации на месторождении Юго-Западный Карабулак контрактной территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в III квартале 2020 года специалистами ТОО «Цитрин» (аттестат аккредитации №KZ T.12.1028 зарегистрирован в реестре субъектов аккредитации от 11 декабря 2015 года. Действителен до 11 декабря 2020 года).

В процессе проведения радиоэкологического контроля в III квартале 2020 года, была обследована граница санитарно-защитной зоны в 4-х точках.

Результаты радиометрических исследований на границе санитарно-защитной зоны месторождения приведены согласно «Отчета по производственному экологическому контролю для АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» на месторождении Юго-Западный Карабулак за III квартал 2020 года» и представлены в таблице 8.6.1.1.

**Таблица 8.6.1.1 - Результаты радиометрических исследований**

№ п/п	Место замера, № контрольной точки	Фактическое значение, МЭД	Норма по НД
1	Граница СЗЗ т.н.1	0,12-0,14	<b>0,3</b>
	Граница СЗЗ т.н.2	0,11-0,15	<b>0,3</b>
	Граница СЗЗ т.н.3	0,12-0,15	<b>0,3</b>
	Граница СЗЗ т.н.4	0,12-0,15	<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.

### **8.6.2 Характеристика радиационной обстановки на территории ТОО «САУТС - ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак**

Для оценки радиационной ситуации на месторождении Юго-Западный Карабулак контрактной территории ТОО «САУТС-Ойл» были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных во II квартале 2020 года специалистами ТОО «Цитрин» (аттестат аккредитации №KZ T.12.1028 зарегистрирован в реестре субъектов аккредитации от 11 декабря 2015 года. Действителен до 11 декабря 2020 года).

В процессе проведения радиоэкологического контроля во II квартале 2020 года, была обследована граница санитарно-защитной зоны в 4-х точках.

Результаты радиометрических исследований на границе санитарно-защитной зоны месторождения приведены согласно «Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Кенлык, Восточный Акшабулак, Юго-Западный Карабулак, Есжан, Актау ТОО «САУТС-Ойл» за II квартал 2020 года» представлены в таблице 8.6.2.1.

**Таблица 8.6.2.1. - Результаты радиометрических исследований.**

<b>Наименование источников воздействия</b>	<b>Установленный норматив (мкЗв/ч)</b>	<b>Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Полигон отходов	<b>0,3</b>	0,12-0,14
Полигон отходов	<b>0,3</b>	0,12-0,15
Полигон отходов	<b>0,3</b>	0,12-0,14
Полигон отходов	<b>0,3</b>	0,12-0,15

Таким образом, анализ проведенных исследований по оценке радиационной ситуации позволяет сделать вывод, что результаты радиометрических исследований не превышают установленных нормативов и 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 щербенистые 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***

Формируются 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 3 м.) описываемые солонцы относятся к группе автоморфных. Характеризуются повышенным содержанием в почвенно-поглощительном 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 отдельные. 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:

А<sub>0</sub> 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.

В<sub>С</sub> 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 прослой 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 слабы, 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**

### **9.2.1 Современное состояние почвенного покрова на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак**

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на территории АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» месторождения Юго-Западный Карабулак использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 1 квартале 2021 года специалистами ТОО «Цитрин».

Мониторинг почвенного покрова проводился с целью получения информации о концентрациях загрязняющих веществ в почве на контрактной территории.

Мониторинг почвенного покрова проводился на территории на 4-х станциях отбора проб почв.

Согласно «Отчету по результатам производственного экологического мониторинга на месторождении Юго-Западный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за 1 квартал 2021 года» в отобранных образцах определялись следующие ингредиенты: медь, цинк, свинец, кадмий и нефтепродукты.

Результаты химических анализов почвенных проб, проведенных в 1 квартале 2021 года представлены согласно «Отчету по результатам производственного экологического мониторинга на месторождении Юго-Западный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» за 1 квартал 2021 года» и приведены в таблице 9.2.1.1.

**Таблица 9.2.1.1 – Концентрации загрязняющих веществ в почве на контрактной территории АО «ПКР» месторождения Юго-Западный Карабулак в 1-ом квартале 2021 года.**

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/кг	Норма ПДК мг/кг
Станция 1	Медь	2,2	-
	Цинк	12,0	-
	Свинец	0,08	<b>32,0</b>
	Кадмий	н/о	-
	Нефтепродукты	0,011	-
Станция 2	Медь	2,5	-
	Цинк	5,5	-
	Свинец	0,075	<b>32,0</b>
	Кадмий	н/о	-
	Нефтепродукты	0,0	-
Станция 3	Медь	2,5	-
	Цинк	17,0	-
	Свинец	0,05	<b>32,0</b>
	Кадмий	н/о	-
	Нефтепродукты	0,015	-
Станция 4	Медь	2,3	-
	Цинк	5,5	-
	Свинец	0,05	<b>32,0</b>
	Кадмий	н/о	-
	Нефтепродукты	0,02	-

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв в 1 квартале 2021 года, концентрации загрязняющих веществ в пробах почв не превышали предельно допустимых концентраций (ПДК).

В целом состояние почвенного покрова оценивается, как *удовлетворительное*.

### **9.2.2 Современное состояние почвенного покрова на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак**

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 3 квартале 2020 года специалистами ТОО «Цитрин».

Мониторинг почвенного покрова проводился с целью получения информации о концентрациях загрязняющих веществ в почве на контрактной территории.

Мониторинг почвенного покрова проводился на территории на 4-х станциях отбора проб почв.

Согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Кенлык, Восточный Акшабулак, Юго-Западный Карабулак, Есжан, Актау ТОО «Саутс-Ойл» за III квартал 2020 года» в отобранных образцах определялись следующие ингредиенты: медь, цинк, свинец, кадмий и нефтепродукты.

Результаты химических анализов почвенных проб, проведенных в III квартале 2020 года представлены согласно «Отчету по результатам производственного экологического

контроля на месторождениях Кенлык, Восточный Акшабулак, Юго-Западный Карабулак, Есжан, Актау ТОО «Саутс-Ойл» за III квартал 2020 года» и приведены в таблице 9.2.2.1

**Таблица 9.2.2.1 – Концентрации загрязняющих веществ в почве на контрактной на территории ТОО «САУТС-ОЙЛ» месторождения Юго-Западный Карабулак в 3-м квартале 2020 года.**

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация мг/кг	Норма ПДК мг/кг
м/р Юго-Западный Карабулак ст.1	Медь	0,0	-
	Цинк	0,0	-
	Кадмий	0,0	-
	Свинец	0,0	<b>32,0</b>
	Нефтепродукты	0,002475	-
м/р Юго-Западный Карабулак ст.2	Медь	0,0	-
	Цинк	0,0	-
	Кадмий	0,0	-
	Свинец	0,0001	<b>32,0</b>
	Нефтепродукты	0,015025	-
м/р Юго-Западный Карабулак ст.3	Медь	0,0	-
	Цинк	0,0	-
	Кадмий	0,0	-
	Свинец	0,00061	<b>32,0</b>
	Нефтепродукты	0,098825	-
м/р Юго-Западный Карабулак ст.4	Медь	0,025	-
	Цинк	0,0	-
	Кадмий	0,0	-
	Свинец	0,00072	<b>32,0</b>
	Нефтепродукты	0,078575	-

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв в 3 квартале 2020 года, концентрации загрязняющих веществ в пробах почв не превышали предельно допустимых концентраций (ПДК).

В целом состояние почвенного покрова оценивается, как *удовлетворительное*.

### 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:

- 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, 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;

- 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;
- в случаях аварийных ситуаций - проведение механической зачистки почвенных горизонтов, загрязненных нефтью, с последующей их биологической обработкой;
- 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 Юго-Западный Карабулак 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 Юго-Западный Карабулак 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 Растительный мир в районе расположения месторождения

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 исследуемой 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*), ежевника (*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 субэдикатора в биюргуновых и кокпековых сообществах.

Кейреуковые (*Salsola orientalis*) и терескеновые (*Ceratoides papposa*) сообщества в районе исследования самостоятельных контуров практически не образуют и обычно являются субэдикаторами 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-бюргуновых 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. Растительный 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. Бюргуновые, кокпековые, солянковые 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 тасбюргуном (*Anabasis salsa*, *A. brachiata*, *Taucheria lasiocarpa*,

*Leptaleum filifolium, Nanophyton erinaceum*) сообществ на солонцах пустынных щепнистых 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 prostrata* *Poa bulbosa*, *Rheum tataricum*) сообществ на серо-бурых суглинистых солонцеватых почвах и солянково-биюргуновых (*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 районе 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:

1. 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.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением

выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. 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

цели 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:

- ❖ упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их 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 по возможности биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- ❖ 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, обливия, 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. Пути миграции сайги в весенний период проходят к юго-востоку от обследуемой территории месторождения.

Сроки сезонных миграций зависят от климатической ситуации, запасов кормов, водоев. 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 возрасти 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-воробьи, 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:

- 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;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- 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 нефти, 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 Карагандинской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях.

**Карагандинская область (каз. Қарағанды облысы)** - область в центральной части Казахстана, находится в самом центре континента Евразия, почти равноудалена от Северного Ледовитого и Индийского, Атлантического и Тихого океанов. Климат резкоконтинентальный и крайне засушливый. Область занимает наиболее возвышенную часть Казахского мелкосопочника - Сарыарки. В настоящее время Карагандинская область - самая крупная по территории и промышленному потенциалу, богатая минералами и сырьём. Территория области в новых границах составляет 428 тыс. км<sup>2</sup> (15,7 % общей площади территории Казахстана). В области проживает десятая часть всего населения Казахстана.

На севере граничит с Акмолинской областью, на северо-востоке - с Павлодарской, на востоке - с Восточно-Казахстанской, на юго-востоке - с Алматинской, на юге - с Жамбылской, Южно-Казахстанской и Кызылординской, на западе - с Актюбинской и на северо-западе - с Костанайской.

Карагандинская область образована 10 марта 1932 года. Первоначально ее центром был город Петропавловск. В 1936 году, после образования Северо-Казахстанской области, центр был перенесен в город Караганду.

В области 9 сельских районов, 11 городов, из которых 9 республиканского и областного подчинения, 11 поселков городского типа, 190 сельских (поселковых) округов, в них 422 сельских населенных пункта.



Плотность населения в среднем по области (на 1 кв. км территории) составляет 3,1 человека. Центр области расположен в городе Караганде, основанном в 1934 году. Расстояние от Караганды до города Нур-Султан составляет 222 км.

## **12.2 Социально – экономическое положение**

Карагандинская область - это крупнейший промышленный регион, мощный индустриальный центр, занимающий лидирующие позиции в Казахстане. Промышленное производство составляет основу экономики области, доля в структуре валового регионального продукта по итогам 2020 года – 48,4%.

Промышленность представлена горно-металлургическим комплексом. Получили развитие пищевая, фармацевтическая и химическая отрасли, лёгкая промышленность и индустрия строительных материалов. Доля горнодобывающей промышленности и разработки карьеров в валовом региональном продукте области составляет 13,1%.

Минерально-сырьевая база богата запасами меди и вольфрама, а также крупными месторождениями угля, свинца, цинка, железа, марганца, редких металлов.

Карагандинский угольный бассейн является основным поставщиком коксующегося угля для предприятий металлургической промышленности республики. К угледобывающим предприятиям относятся АО «АрселорМиттал Темиртау», ТОО «Корпорация «Казахмыс», АО «ШубаркольКомир», ТОО «Сарыарка Energy», ТОО ГРК «Satkomir».

Доля обрабатывающей промышленности в общем объеме валового регионального продукта области составляет 31,4%. В области действует крупнейшее предприятие металлургической промышленности Казахстана – АО «АрселорМиттал Темиртау», которое производит 100% чугуна и готового проката из черных металлов и около 90% стали республики. На Жезказганском и Балхашском медеплавильных заводах ТОО «Корпорации «Казахмыс» производится медь рафинированная высшей пробы МООК – 99,99%. На базе металлургической промышленности в области развита химическая промышленность. Выпускается серная кислота, азотные удобрения, взрывчатые вещества и другие виды продукции. Химическая промышленность представлена компаниями АО «Темиртауский электрометаллургический комбинат», ТОО «Тау-Кен Темир», ТОО «Эгофом», ТОО «Трек» и ТОО «Максам Казахстан». В фармацевтической промышленности действуют АО «МНПХ «Фитохимия», ТОО «Фармация 2010», ТОО «Карагандинский фармацевтический комплекс» и ТОО «Карагандинский фармацевтический завод». В машиностроении на выпуске горношахтного оборудования специализируются предприятия Филиал ТОО «Maker» (Мэйкер), ТОО «Кұрылысмет», ТОО «Казцентрэлектропровод» и ТОО «КарГорМаш – М».

На предприятиях промышленности строительных материалов производится цемент, трубы стальные и из пластмасс, санитарно-техническая продукция, стальные радиаторы отопления, панели и другие конструкции ЖБИ, лакокрасочная продукция, а также новые энергосберегающие материалы, добывают песок, щебень и гравий.

Производство представлено предприятиями АО «Карцемент», ТОО «ККК Бетон», ТОО «Сантехпром», ТОО «Караганданеруд», ТОО «Казтрансметалл», ТОО «NORD Пром НС», ТОО СП «Карал PLAST», ТОО «Завод Металл Профиль» и другие.

Регион располагает достаточными запасами разнообразного сырья для выпуска строительных материалов. В их производстве широкое применение находят отходы промышленности: шлаки металлургических и угледобывающих производств и другие вторичные ресурсы.

### **Промышленность**

В структуре валового регионального продукта преобладающую долю занимает промышленность – 48,4%. В том числе, доля обрабатывающей промышленности в общем объеме ВРП области составляет – 31,4%, горнодобывающей промышленности – 13,1%, электроснабжения, подачи газа, пара и воздушного кондиционирования – 3,2%, водоснабжения; канализационной системы, контроля над сбором и распределением отходов – 0,7%. Индустриальную базу области формируют более 200 предприятий и производств горнодобывающей, обрабатывающей промышленности, электроснабжения и водоснабжения. За 2020 год объем производства по области составил 2917,5 млрд. тенге, индекс физического объема промышленной продукции – 101,5%.

В горнодобывающей промышленности и разработке карьеров произведено продукции на сумму 387,4 млрд. тенге. В обрабатывающей промышленности объем производства составил 2281 млрд. тенге, индекс физического объема – 103,6%.

Среди обрабатывающих производств наблюдается рост в цветной металлургии на 4,5%, черной металлургии на 8,6%, в фармацевтике в 3 раза, резиновых и пластмассовых изделий на 9,8%, в производстве продуктов питания на 14%, прочей неметаллической минеральной продукции на 2,2%. Реализация целого комплекса государственных мероприятий, направленных на восстановление отдельных отраслей обрабатывающей промышленности, таких как политика импортозамещения, реализация государственных программ, предоставление налоговых льгот и преференций позволили обеспечить стабильный рост объемов производства и ввод в действие новых предприятий.

В рамках республиканского плана мероприятий проведена работа по оказанию поддержки промышленным предприятиям области: ТОО «Тау-Кен Темир» и АО

«Темиртауский электрометаллургический комбинат» по решению вопросов применения понижающих коэффициентов по тарифам на электроснабжение.

#### ***АО «АрселорМиттал Темиртау»***

Объем производства проката плоского в 2020 году составил – 2567,2 тыс. тонн с ростом на 26% (2019 год – 2036,7 тыс. тонн), производство стали составило 3304,4 тыс. тонн или снижение на 2,6%. Основная причина снижения стали – сложившаяся эпид. ситуация, введение карантинных мер. Объем добычи угля за 2020 г. составил 37561,8 тыс. тонн или 96,9% (2019 год – 38782,3 тыс. тонн).

#### ***ТОО Корпорация «Казахмыс»***

В «Корпорации Казахмыс» производство меди рафинированной за 2020 год составило 394,6 тыс. тонн или 4,1%, золота аффинированного – 9,4 кг с ростом на 17,3%.

В рамках Государственной программы индустриально-инновационного развития с 2010 года в области реализовано 94 инвестиционных проекта на сумму 387,3 млрд. тенге, создано более 7 (7554) тысяч новых рабочих мест. В 2020 году запущено 2 проекта на общую сумму инвестиций 39,5 млрд. тенге с созданием 124 рабочих мест:

- Производство технических газов ТОО «Линде Газ» с проектной мощностью 192,7 млн.н.к.м кислорода и 280,3 млн.н.к.м азота газообразного, 40150 тонн кислорода и 54750 тонн азота жидкого. Стоимость проекта – 27,5 млрд. тенге, создано 20 рабочих мест;

- «Модернизация литейного производства, строительство обогатительной фабрики с выставочно-офисным многофункциональным комплексом в городе Караганда ТОО «Qaz Carbon» с проектной мощностью 60 тыс. тонн литейной продукции, 560 тыс. тонн угольного концентрата, 60 тыс. тонн каменноугольного кокса. Стоимость проекта – 12 млрд. тенге, создание 104 рабочих мест. Запущенными проектами Карты с 2010 по 2020 год (1-2 пятилетки) произведено промышленной продукции на сумму 1814,2 млрд. тенге, в том числе за 2020 год 530 млрд. тенге, в том числе в обработку 270 млрд. тенге.

#### **Инфраструктура**

##### ***Электроснабжение, теплоснабжение, водоснабжение, газоснабжение***

В 2020 году на ремонтную компанию энергопередающими организациями, по инвестиционной программе на реконструкцию и модернизацию энергетического оборудования выделено 7764 млн. тенге. Отремонтировано и модернизировано 5100 км электрических сетей 923 подстанции. Доля модернизированных сетей электроснабжения по итогам 2020 года составила 0,31%.

В качестве достигнутых показателей в области модернизации ЖКХ отмечается снижение уровня износа инженерных сетей с 2015 года:

с 61,9% до 57,3% по электрическим сетям;

с 61,5% до 59,4% по тепловым сетям.

Ежегодное снижение уровня износа инженерных сетей колеблется в районе 1-2% в зависимости от объемов финансирования проектов по реконструкции и модернизации.

В 2020 году из республиканского бюджета в рамках государственных программ на реализацию 4 переходящих проектов в сфере теплоснабжения выделены средства в сумме 5,7 млрд.тенге.

Выполнены работы по реконструкции порядка 8,2 км магистральных тепловых сетей, а также выполнены работы по строительству здания котельной пос. Шахан, установке котельного оборудования и обустройство вспомогательных зданий.

1) «Реконструкция и модернизация тепловых сетей г. Жезказгана. I очередь» 1 107 186 тыс.тенге, общая протяженность 5,8 км, в 2019 году реконструировано 2,5 км. Для продолжения реализации проекта в 2020 году выделено 1 621,2 млн. тенге.

2) «Реконструкция тепломагистральной М10 с насосной станцией №5 г.Караганда» 1621 220 тыс.тенге, общая протяженность 2,164 км, в 2019 году реконструировано 0,155 км. Для продолжения реализации проекта в 2020 году выделено 2 747,7 млн. тенге.

3) Реконструкция и модернизация тепловых сетей города Жезказган 2 очередь 400000 тыс.тенге, общая протяженность 11,4 км. В 2019 году проведен закупок необходимых материалов и оборудования. Для продолжения реализации проекта в 2020 году выделено 550,2 млн. тенге.

4) Строительство котельной и тепловых сетей п.Шахан 330000 тыс.тенге, в 2019 выполнены работы по устройству основания котельной. Для продолжения реализации проекта в 2020 году выделено 744 млн. тенге.

Кроме того, по программе «Дорожная Карта Занятости» на реализацию 5 инфраструктурных проектов в сфере теплоснабжения из всех источников выделено порядка 5,2 млрд. тенге. На выделенные средства выполнены работы по строительству и реконструкции порядка 18 км тепловых сетей, а так же начаты работы по строительству центральной котельной г. Сарань. В целом, по итогам реализации инфраструктурных проектов улучшено качество теплоснабжения порядка 217 тыс. жителей области, износ тепловых сетей снижен с 59,4% до 59%.

В 2021 году уровень износа планируется снизить до 58,4% по тепловым и до 56,8% по электрическим сетям. Общая протяженность сетей водоснабжения составляет 7472,7 км, из них 73,3% (5476,3 км) в городах и 26,7% (1 996,4 км) в сельских населенных пунктах, водоотведения – 2545,5 км (в городах – 2279,3 км (89,5%), в сельских населенных пунктах –

266,2 км (11,5%). Обеспеченность централизованным водоснабжением в городах составила 98%, в селах – 89,9%. Износ сетей водоснабжения – 67%, водоотведения – 78%.

По итогам 2020 года построено и реконструировано 378 км водопроводных и канализационных сетей. Завершены работы по строительству газораспределительных сетей первых пусковых комплексов в г.Темиртау и Жезказган, продолжается работа по строительству 1 пускового комплекса в г.Караганда.

#### *Караганда*

Проект газификации г.Караганды состоит из 16 пусковых комплексов. Общая сумма строительства составляет 63 млрд.тенге. Планируется газифицировать 29528 домов (87504 потребителя), объем потребления газа 546,4 млн. м<sup>3</sup>/год. Период реализации 2020-2035 годы. На 2021 год предусмотрено 3,3 млрд.тенге (из них 1 млрд.на завершение 1 пускового комплекса, 2,3 млрд.тенге на начало СМР 2 пускового комплекса). По первому пусковому комплексу сумма строительства составляет 5,1 млрд. тенге. Газифицируются 1865 домов (4515 потребителей, объем потребления 22,6 млн. м<sup>3</sup>/год). По второму пусковому комплексу сумма строительства составляет 3,7 млрд.тенге. Газифицируется 2377 домов (7131 потребителей, объем потребления 40,3 млн.м<sup>3</sup>/год) Завершены конкурсные процедуры, заключен договор с ТОО «Алия Сервис».

#### *Темиртау*

Проект газификации г.Темиртау состоит из 8 пусковых комплексов. Общая сумма строительства составляет 10,7 млрд. тенге. Планируется газифицировать 4498 домов (5949 потребителей), объем потребления 62,2 млн. м<sup>3</sup>/год. Период реализации 2020-2027 годы.

По первому пусковому комплексу сумма строительства сетей составляет 1,6 млрд. тенге, строительные работы завершены в полном объеме. На 2021 год предусмотрено 2,3 млрд.тенге на СМР 2 пускового комплекса. Газифицируются 506 домов (1012 потребителей, объем потребления 3,9 млн. м<sup>3</sup>/год). По второму пусковому комплексу сумма строительства составляет 1,2 млрд.тенге. Газифицируется 1220 домов (2440 потребителей, объем потребления 8,5млн.м<sup>3</sup>/год) Завершены конкурсные процедуры, заключен договор с ТОО «Алия Сервис»

#### *г.Жезказган.*

Проект газификации г.Жезказган состоит из 7 пусковых комплексов. Общая сумма строительства составляет 14,3 млрд.тенге. Планируется газифицировать 4562 дома (14831 потребитель), объем потребления 141,7 млн. м<sup>3</sup>/год. Период реализации 2020-2026 годы. На 2021 год предусмотрено 2,3 млрд тенге на СМР 2 пускового комплекса. По первому пусковому комплексу сумма строительства составляет 3,2 млрд. тенге, строительные работы

завершены в полном объеме. Газифицируются 550 домов (1483 потребителя, объем потребления 2,5 млн. м<sup>3</sup>/год). По второму пусковому комплексу сумма строительства составляет 1,2 млрд.тенге. Газифицируется 275 домов (918 потребителей, объем потребления 5,04 млн.м<sup>3</sup>/год) В настоящее время в г.Темиртау и г.Жезказган ведется процедура передачи сетей в доверительное управление АО «КазТрансГаз Аймак». Подача газа будет начата после утверждения тарифа.

### ***Жилищный фонд***

Жилищный фонд Карагандинской области по состоянию на 1 января 2021 года составляет 112420 жилых дома (площадью 29,8 млн.кв.м), в том числе 8829 многоэтажных жилых дома (площадью 24,395 млн.кв.м).

В области 2511 различных форм управления объектом кондоминиума, 15 ОСИ и 11 ПТ, зарегистрированных объектов кондоминиума - 4095. Проведен капитальный ремонт 4 многоквартирных жилых домов в г.Сарань (3) и Бухар-Жырауском районе (1), демонтированы 12 аварийных домов в г.Каражал (7) и Абайском районе (5).

Проведен текущий ремонт фасадов и кровель 469 многоквартирных жилых домов в г.Караганда (212), г.Балхаш (5), г.Жезказган (65), г.Приозерск (4), г.Сатпаев (45), г.Темиртау (95), г.Шахтинск (5), Абайском районе (29), Бухар-Жырауском районе (6), Шетском районе (3). Кроме того, заменены 102 лифта в городах Караганда (65), Темиртау (30), Балхаш (3), Сатпаев (2), Шахтинск (1), Жезказган (1).

### ***Транспортная инфраструктура***

Общая протяженность автомобильных дорог областного и районного значения Карагандинской области составляет 5965,3 км (3443 км и 2522,3 км), из них с асфальтобетонным покрытием – 709,5 км, чернощебеночным покрытием – 2272,3 км и гравийно-щебеночное – 2971,6 км, грунтовые дороги – 31 км. На автомобильных дорогах имеется 124 моста (6838,1 п/метров), 3439 водопроводных труб (51572,4 п/метров).

В 2020 году развитие отрасли транспорта области сопровождалось негативными последствиями пандемии коронавирусной инфекции. Из-за резкого спада основных показателей работы транспорта, количество перевозимых пассажиров всеми видами транспорта снизилось на 64%, пассажирооборот сократился на 70%.

Тем не менее, в области проделана целенаправленная работа по развитию сферы пассажирских перевозок и достижению поставленных целей. На сегодняшний день маршрутная сеть области состоит из 234 маршрутов, включающих 103 внутригородских, 30 пригородных, 11 внутрирайонных, 58 междугородных внутриобластных сообщений, охватывающих регулярным сообщением более 250 населенных пунктов. Помимо этого,

организована перевозка по 24 межобластным и 8 международным сообщениям, обеспечивающим связь населенных пунктов области с городами Российской Федерации – Новосибирск, Екатеринбург, Барнаул, Омск, Томск, Тюмень, Кемерово, а также Монголии – Баян Улгей.

За существующими маршрутами закреплено более 1600 автобусов разной вместимости и модификаций с учетом резерва. На данных маршрутах осуществляют перевозку пассажиров и багажа 61 юридическое лицо и индивидуальные предприниматели. В прошлом году за счет механизмов государственной поддержки 4 автобусных парка городов Караганда и Темиртау заключили договора лизингового кредитования с АО «Фонд развития промышленности» на приобретение 135 новых автобусов у отечественных автопроизводителей ТОО «СарыаркаАвтоПром» и ТОО «СемАЗ». Из них 40 автобусов будут закуплены перевозчиками областного центра и 75 автобусов – автопредприятиями города Темиртау. Мероприятия по обновлению автобусов на городских маршрутах будут продолжены в 2021 году.

При этом, автобусы планируется приобретать у отечественных автопроизводителей через механизм льготного лизингового финансирования АО «БРК-Лизинг». Аналогичная работа по закупу автобусов у отечественных автопроизводителей и вопрос поэтапного обновления будет прорабатываться и в других крупных городах области. Кроме того, акимом города Караганды ведется работа по внедрению системы электронной оплаты за проезд на городских маршрутах. Кроме этого, совместно с акиматами городов и районов прорабатывается вопрос внедрения единой платежной системы электронной оплаты за проезд во всех регионах области с привлечением отечественной компании с опытом работы по цифровизации общественного транспорта.

Немаловажным вопросом в создании удобств для пассажиров и обеспечении стабильности функционирования регулярных маршрутов является деятельность автовокзалов и автостанций. На территории области действуют 3 автовокзала, 8 автостанций и 4 пункта обслуживания пассажиров. Также на территории области расположен 31 действующий железнодорожный вокзал. Организовано движение по 9 социально значимым межрайонным (междугородним) и пригородным сообщениям железнодорожного пассажирского транспорта, охватывающего более 50 населенных пунктов.

В конце года по многочисленным просьбам жителей городов Жезказган, Сатпаев, Улытауского района, а также жителей станций и разъездов Жанааркинского, Шетского и Абайского районов, акимом области при поддержке депутатского корпуса областного

маслихата принято решение об увеличении периодичности курсирования железнодорожного сообщения №609/610 «Караганда-Жезказган» на ежедневную основу.

Эта мера позволит удовлетворить потребность населения в железнодорожном транспорте и полностью решить вопрос обеспечения стабильным и качественным пассажирским сообщением указанные регионы. В сфере гражданской авиации на территории области действуют три аэропорта в городах Караганда, Жезказган и Балхаш.

Область обслуживает 10 авиамаршрутов, из них 2 международных, 7 межобластных и 1 внутриобластной маршрут. Аэропорт Караганды стал первой региональной базой авиакомпании Fly Arystan, что позволило существенно расширить географию полетов из нашей области. В 2020 году авиакомпанией открыты регулярные рейсы в направлении 7-и городов республики, это Алматы, Костанай, Актау, Атырау, Актобе, Шымкент и Семей. Однако, в связи с санитарно-эпидемиологической ситуацией в стране открытие рейсов отложено на более поздний срок. В марте и мае 2021 года планируется возобновление рейсов в города Шымкент, Атырау и Актау. Из аэропорта продолжаются авиарейсы в такие города как Москва, Новосибирск, Алматы, Усть-Каменогорск, в летнее время в Шарм-Эль-Шейх, Анталью.

Также, организована перевозка пассажиров по внутриобластному субсидируемому авиарейсу Караганда-Жезказган. Помимо этого, в декабре 2020 года проведен конкурс на авиамаршрут Караганда-Жезказган, по итогам которого новым перевозчиком определена авиакомпания «Qazaq Air». 5 января текущего года состоялся первый рейс по данному маршруту. С приходом авиакомпании «Qazaq Air» на авиамаршрут, полеты выполняются на новом современном самолете канадского производства Bombardier Q400 с пассажироместимостью 76 мест. Помимо этого, пассажирам созданы удобные условия в части периодичности полетов и тарифа. В частности, частота полетов увеличена с трех до четырех раз в неделю и тариф снижен до 10000 тенге вместо 12000 тенге.

Немаловажное значение в вопросах развития сферы воздушных перевозок занимает аэропорт города Жезказгана. Из города выполняются авиарейсы сообщением Жезказган-Нур-Султан и Жезказган-Караганда. Помимо этого, с января 2020 года авиакомпанией «Scat» начаты полеты по авиамаршруту «Жезказган-Алматы», что позволило жителям Жезказганского региона совершать прямые беспересадочные полеты в город Алматы. Начата работа по разработке проектно-сметной документации реконструкции здания аэровокзала и перрона аэропорта г.Балхаш, с последующей реализацией строительно-монтажных работ. Это позволит на новом качественном уровне обслуживать пассажиров в соответствии с установленными международными стандартами и благоприятно отразится на дальнейшем

развитии сферы туризма и воздушных перевозок области. Из города Балхаш выполняются сезонные авиарейсы в города Нур-Султан и Алматы.

Перспективным направлением в сфере воздушных перевозок является развитие малой авиации. В рамках новой Госпрограммы «Нұрлы Жол» предусмотрено строительство аэродромов малой авиации в Каркаралинском и Улытауском районах. В конце прошлого года завершена разработка технико-экономического обоснования строительства аэродромов. Эти проекты будут занимать одну из ключевых ролей в развитии местных воздушных линий, сферы туризма и удовлетворении возрастающих потребностей населения и бизнеса в использовании малой авиации. Приоритетным направлением в Карагандинской области является увеличение сети автомобильных дорог с твердым покрытием, что обеспечивает надежную связь между районами и областным центром. На дорожно-ремонтные работы в 2020 году направлено 135 млрд.тенге, отремонтировано 2116 км дорог. В результате доля автомобильных дорог областного и районного значения, находящихся в хорошем и удовлетворительном состоянии составила 84%. В 2021 году на дорожно-ремонтные работы направлено 94 млрд.тенге, планируется отремонтировать порядка 1300 км дорог, с доведением доли автомобильных дорог областного и районного значения, находящихся в хорошем и удовлетворительном состоянии до 85%.

### ***Сельское хозяйство***

Природно-климатические условия и географическое положение Карагандинской области оптимальны для возделывания зерновых, картофеля и овощей, развития животноводства и определили для области роль одного из ведущих регионов Казахстана по производству и переработке сельскохозяйственной продукции.

Доля сельского хозяйства в общем объеме валового регионального продукта области за 2020 год – 3,8%. Выпуск продукции сельского хозяйства составил 399,2 млрд. тенге, индекс физического объема 105,7% к уровню 2019 года, в том числе в отрасли растениеводства произведено продукции на 182,3 млрд.тенге (ИФО – 108,9%), в отрасли животноводства – 215,6 млрд. тенге (ИФО – 103,7%). Валовой сбор зерновых и бобовых культур при средней урожайности 11,6 ц/га составил 1049,5 тыс. тонн, что составляет 127% к уровню 2019 года, выращено во всех категориях хозяйств 392,6 тыс. тонн картофеля, рост к 2019 году составил 2,8%, собрано 107,8 тыс.тонн овощей с ростом на 1,8%.

Посевная площадь основных сельскохозяйственных культур в 2020 году составила 1 207,2 тыс. гектар, в том числе: зерновые и бобовые – 918 тыс. га (пшеница – 691,4 тыс. га, ячмень – 199,5 тыс. га, овес – 16,6 тыс. га), масличные культуры – 24,4 тыс. га, картофель – 15,9 тыс. га, овощи открытого грунта – 3,1 тыс. гектар, кормовые – 245,8 тыс. гектар. С

учетом диверсификации структуры посевных площадей увеличились площади посева востребованных культур, в т.ч. пшеницы на 60,6 тыс. га, овса – на 2,7 тыс. га, масличных – на 4,5 тыс. га, картофеля – на 0,3 тыс. га, овощей на 0,2 тыс. га.

Влагоресурсосберегающая технология применена на площади 740 тыс. гектаров, площадь применения капельного орошения составила 1069,5 гектаров. В общем объеме валового производства сельскохозяйственной отрасли 54% составляет продукция животноводства. Ежегодно обеспечивается увеличение поголовья всех видов скота и производства животноводческой продукции. В целом по области хозяйствами всех форм собственности произведено 151,1 тыс. тонн мяса с ростом к 2019 году на 5,4%, 502,6 тыс. тонн молока (на 4,1%), 664,3 млн.штук яиц (снижение на 11,2%), 2 тыс.тонн шерсти (на 1,2%). Численность крупного рогатого скота во всех категориях хозяйств на 1 января 2021 года составила 587,9 тыс.голов, что на 7% больше уровня 2019 года, лошадей – 383,2 тыс.голов (на 13,6%), овец и коз – 950,9 тыс. голов ( на 2,9%), свиней – 77,5 тыс. голов (на 7,3%). птицы – 3236,5 тыс. голов ( снижение на 19,3%), В 2020 году функционировали 34 сельхозкооператива, из них 17 СХК мясного, 17 – молочного направления, которыми произведено 2142,5 тонн молока и 801,2 тонн мяса.

В области переработано сельскохозяйственной продукции на 138,3 млрд. тенге. За счет наращивания объемов производства увеличилась переработка мяса и субпродуктов, мяса птицы домашней, мороженого, продуктов готовых и консервированных из мяса, субпродуктов пищевых птицы домашней, рыбы, свежей, охлажденной, масла сливочного и спредов молочных, сыра и творога, изделий колбасных вареных, сосисек, сарделек, хлеба свежего, макарон, лапши, кускуса и изделий мучных аналогичных, кормов готовых для сельхозживотных.

Приобретено 1178 единиц сельскохозяйственной техники на сумму 13,8 млрд. тенге. В сфере АПК реализовалось 36 инвестиционных проектов стоимостью 41 млрд. тенге, с созданием 1786 рабочих мест:

11 проектов - в Карте поддержки предпринимательства на 31,2 млрд. тенге, с созданием 1 459 рабочих мест;

25 проектов вне карты индустриализации и поддержки предпринимательства на 9,8 млрд. тенге с созданием 327 рабочих мест.

В 2020 году введены в эксплуатацию 12 проектов на 1,4 млрд.тенге. В рамках программы развития АПК на 2017-2021 годы государственная поддержка отраслей агропромышленного комплекса составила 19,7 млрд. тенге, в том числе по отрасли растениеводства – 3 млрд. тенге, по отрасли животноводства – 5,8 млрд. тенге, на

инвестиционное субсидирование, переработку – 10,9 млрд. тенге из республиканского бюджета.

За 2020 год в основной капитал сельского хозяйства направлено 25910,9 млн. тенге, что в 1,4 раза больше уровня 2019 года, в том числе собственных средств – 18430 млн.тенге, кредитов банков – 88,9 млн.тенге и других заемных средств – 7392 млн.тенге.

На производство продуктов питания направлено 1994,5 млн. тенге инвестиций в основной капитал, что на 15% больше уровня 2019 года. Для сдерживания необоснованного роста цен на социально-значимые продукты питания в регионах области в течение 2020 года проведено 309 ярмарок, на которых по ценам ниже рыночных реализовано продукции на 2,1 млрд. тенге.

### *Малый и средний бизнес*

Одной из приоритетных задач в регионе является развитие малого и среднего бизнеса. 2020 год был непростым для малого и среднего бизнеса страны: с марта МСБ работал в условиях локдауна и карантинных ограничений. Seriously пострадали сектора услуг, торговля, общественное питание, транспорт, сфера развлечений.

Для преодоления последствий пандемии государством приняты антикризисные меры по оказанию поддержки субъектам предпринимательства в части снижения налогового бремени, повышения доступности бизнеса к финансированию, ограничению бизнеса от проверок.

Сразу после объявления ЧС совместно с региональной палатой предпринимателей в области был открыт штаб помощи бизнесу, где предприниматели смогли получить оперативные консультации и содействие по различным вопросам, возникающим в связи с действующими ограничениями в режиме чрезвычайного положения. Работал call-centre. В основном это были вопросы пропусков, цен и режима работы. Также была создана рабочая группа с участием региональной палаты предпринимателей. Совместно с палатой предпринимателей отработано 5 тыс. обращений бизнеса по различным вопросам. Большинство предложений бизнеса учтены и включены в антикризисные меры.

Благодаря антикризисным мерам Правительства предоставлена отсрочка более 30 тыс. субъектов МСБ. По поручению Главы государства приостановлено начисление платы по 1289 договорам за аренду недвижимости, принадлежащей МИО и квазигосударственному сектору на 125 млн.тенге. Предоставлены льготы 4800 предпринимателям от полного освобождения до 40% скидке от стоимости аренды. 300 предпринимателям БВУ предоставлены отсрочки по кредитам, основному долгу и процентам.

На сегодня в области действует 90,2 тысячи субъектов бизнеса с ростом на 2,1% к 2019 году, в этой сфере заняты 245 тысяч человек – каждый третий работающий житель области. В 2020 году объем произведенной ими продукции превысил 1641 млрд. тенге с ростом на 7,1% к 2019 году. В 2020 году стартовала государственная программа поддержки и развития бизнеса «Дорожная карта бизнеса -2025» в рамках которой одобрен 421 проект на сумму инвестиций 48 млрд. тенге. Оказываемые меры государственной поддержки по данной программе способствовали развитию обрабатывающей промышленности, строительства, торговли, услуг в сфере здравоохранения и образования, гостиничного бизнеса и т.д. В результате на предприятиях области создано 561 новое рабочее место. В доход бюджета поступило 1,4 млрд. тенге налоговых платежей. На 1 тенге вложенных государством субсидий приходится 10 тенге инвестиций. В 2020 году Карагандинская область по количеству проектов в рамках инструмента субсидирования занимает 3 место в РК. Реальной поддержкой бизнесу с 2017 года стала реализация новой Программы развития продуктивной занятости и массового предпринимательства. Всего в 2020 году выдано 1187 микрокредитов на 5 млрд. тенге, 1531 грант на 827,3 млн.тенге.

С целью решения задач доступного кредитования приоритетных проектов «экономики простых вещей» в 2020 году одобрено 114 проектов на сумму 9,5 млрд тенге. Проекты направлены на развитие АПК, пищевой, обрабатывающей промышленности. В результате создано 300 новых рабочих мест. В 2020 году по проекту «Бастау Бизнес» обучено 1800 начинающих предпринимателей, «Бизнес Советник» - 846 человек.

#### ***Снижение административных барьеров для бизнеса***

В области на постоянной основе проводится работа по снижению административных барьеров и созданию благоприятных условий для ведения бизнеса.

С 2017 года при акимате Карагандинской области действует Комиссия по вопросам предпринимательства. По итогам ее работы для бизнеса решены вопросы по урегулированию выдачи технических условий монополистами, предоставления земельных участков, корректировке проектов детальной планировки. Аналогичные комиссии работают во всех регионах области.

В 2020 году проведено 4 заседания КСО, где обсуждены проблемные вопросы предпринимателей, связанные с введением карантинных ограничений бизнеса (аренда, соблюдение санитарных норм), с тарифообразованием на предоставление услуг по энерго- и водоснабжению для бизнеса; с поиском дополнительных рынков сбыта предприятиям зерноперерабатывающей отрасли; с длительным сроком рассмотрения заявок банками второго уровня; недостаточностью ликвидного залогового обеспечения у предпринимателей;

о мерах по облегчению ведения бизнеса в городе Караганда в рамках рекомендаций Всемирного банка. В целях снижения административных барьеров с июля 2019 года внедрена практика проведения «Единого дня отчета» контрольно-надзорных органов перед бизнесом.

С 2017 года в Караганде по принципу «одного окна» действует полноформатный Центр обслуживания предпринимателей. Здесь предпринимателям предоставлена возможность получения технических условий по водоснабжению, водоотведению, теплоснабжению и электроснабжению по принципу «единого окна». В 2020 году бизнес-инфраструктурой оказано 10,3 тысячи консультаций более 4 тыс. субъектам предпринимательства и физическим лицам.

Создана и размещена в открытом доступе на сайтах акиматов и управлений электронная Карта свободных земельных участков и Карта пустующих помещений крупных предприятий. Всего в 2020 году бизнесу предоставлено 789 земельных участков, в том числе 141 через аукционы и 648 через конкурсы. В целях улучшения условий для развития малого предпринимательства, в том числе микропредпринимательства, в Республике Казахстан с 1 января 2020 года до 1 января 2023 года действует мораторий на проведение проверок и профилактического контроля, и надзора с посещением субъектов малого предпринимательства.

### ***Строительство***

Строительство является одним из приоритетных направлений развития экономики. За 2020 год строительные работы по области произведены на 466,3 млрд. тенге (ИФО – 106,9), в том числе:

- объем строительно-монтажных работ – на 356,1 млрд.тенге (76,4%);
- по капитальному ремонту – на 39,4 млрд.тенге (8,5%);
- текущему ремонту – на 70,1 млрд.тенге (15,1%).

Наибольший объем строительных работ выполнен за счет строительство обогатительной фабрики АО «Жайремский ГОК» - 64 млрд.тенге, строительство подземного рудника месторождения «Акжал», (ТОО «НОВОЦИНК») – 14,7 млрд.тенег, ТОО "КазГерСтрой" – 23,9 млрд.тенге.

В разрезе регионов наибольший удельный вес областного объема строительных работ в Караганде (21,4%), Каражал (14,3%) и Шетский район (11,9%).

Наибольшее увеличение объема строительных работ (услуг) по сравнению с прошлым годом наблюдается в Актогайском (в 2,7 раз), Шетском (в 2,6 раз) районах и Приозерске (2,3 раза).

В 2020 году закончено строительство 715722 новых зданий, в том числе 518905 жилого и 196817 нежилого назначения. Общая площадь введенных в эксплуатацию жилых зданий составила 529,5 тыс.кв.м. жилья с ростом на 25,8% к 2019 году. 6429 семья получила доступ к новому жилью. 28,0% объема введенного жилья приходится на индивидуальное жилье (187,0 тыс.м<sup>2</sup>), 44,4% – на коммерческое (255,0 тыс.м<sup>2</sup>) и 27,7% – на жилье государственного сектора (146,4 тыс.м<sup>2</sup>).

Инвестировано в жилищное строительство 53,2 млрд. тенге или 28,3% к 2019 году. В 2020 году за счет бюджетных средств были предусмотрены строительство и реконструкция 34 объектов социальной сферы, в том числе: врачебная амбулатория в Нуринском районе и 1 врачебная амбулатория в Каркаралинском районе, 2 ветеринарных пункта в Абайском и Нуринском районе, строительство общежития на 100 мест в Каркаралинском районе, строительство 2-х подстанций скорой медицинской помощи, строительство 2-х объектов культуры (1 пристройка), строительство 5 физкультурно-оздоровительных комплексов и 2-х спортивных залов (1 пристройка), строительство 2-х бассейнов, строительство 5-и школ и 1 пристройки, 4-х объектов дошкольного воспитания и обучения, 3-х административных зданий, демонтаж старого и строительство нового здания для содержания зооколлекции с АБК г.Караганда, ул.Ермекова, 111, благоустройство территории и строительство подводных инженерных сетей, объекта "Спортивные комплексы" г.Караганда и приобретение быстровозводимой модульной больницы на 200 коек в г.Жезказган. На данные цели за счет средств местного бюджета предусмотрено 18106,5 млн.тенге.

Построены и введены в эксплуатацию 7 объектов:

- по программе «Строительство и реконструкция объектов здравоохранения» – врачебная амбулатория в с. Шахтёрское Нуринского района и врачебная амбулатория в Каркаралинском районе;

- по программе «Целевые трансферты на развитие из местных бюджетов» - Строительство школы на 900 мест в г.Жезказган, Строительство пристройки (спортзал) к СОШ №1 в городе Каражал, Строительство административного здания в г. Сатпаев, Строительство административного здания в г. Каркаралинск Каркаралинского района, Реконструкция пристройки к административному зданию пр.Н.Назарбаева г. Караганда.

#### ***Инвестиции в основной капитал***

В 2020 году объем инвестиций в основной капитал составил 678,2 млрд. тенге, индекс физического объема – 83,3%.

В структуре инвестиций наибольший объем направлен в промышленность (59,1%), транспорт и складирование (15,1%), операции с недвижимым имуществом (8,5%),

здравоохранение и социальное обслуживание населения (4%), оптовую и розничную торговлю (2,1%), образование (2,1%), строительство (1,2%).

За последние 10 лет инвестиции в горнодобывающую промышленность увеличились на 74%, в обрабатывающую промышленность – на 19,3%. Основным источником финансирования инвестиций в основной капитал в 2020 году являлись собственные средства предприятий – 64,6%, доля бюджетных средств составила 18,4%, заемных средств – 12,5%, кредитов банков – 4,5%.

В области создан и функционирует Совет по привлечению инвестиций и улучшению инвестиционного климата региона. В состав Совета вошли инвесторы, представители бизнеса, институтов развития и государственных органов. На принципах «одного окна» функционирует центр обслуживания предпринимателей, в котором размещены консультанты центра обслуживания населения, центра обслуживания инвесторов, карагандинского филиала АО «КазАгроГарант», оператор по инвестиционным субсидиям для СХТП Карагандинской области, АО «ФРП «Даму», а также представители услугодателей в области энергетики, водо-, теплоснабжения. Кроме того, создана комната для встречи и ведения переговоров с инвесторами (Show Room).

В целях регламентирования работы с инвесторами, разработан и утвержден Порядок по сопровождению инвестиционных проектов на территории Карагандинской области. Порядок предусматривает сопровождение инвесторов от начального этапа до доведения запуска полного производства. В области действуют специализированный инвестиционный сайт региона ([www.investinQ.kz](http://www.investinQ.kz)), где имеется вся необходимая информация для инвестора, согласно требованиям к интернет-порталу местных исполнительных органов в части привлечения инвестиций.

### ***Инновационное развитие***

В рамках индустриально-инновационного развития области продолжается работа по развитию новых технологий в различных отраслях экономики.

По итогам 2019 года на наличие инноваций указали 293 предприятия или 87% к прошлому году (336 предприятий).

Доля инновационно-активных предприятий Карагандинской области по всем видам инноваций составила 13,5% или снижение на 1,2% к периоду прошлого года. Объем инновационной продукции составил 74007 млн. тенге или рост на 35,1% к периоду прошлого года (54778 млн. тенге). В области наиболее высокая инновационная активность наблюдается среди крупных предприятий, инновационную деятельность осуществляют 78

предприятий – это 26,6% от общего количества инновационно-активных предприятий области.

В 2019 году количество организаций (предприятий) осуществлявших научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки составило 30 единиц, а внутренние затраты на них составили 6,1 млрд. тенге. Доля инновационной продукции в общем объеме ВРП на 2019 год составила 1,4% или рост на 0,3% к 2018 году.

В рамках формирования и развития кластера «Индустрия 4.0» программы «Цифровой Казахстан» разработана и утверждена Дорожная карта по цифровизации промышленных предприятий на 2018-2025 годы. По данной Дорожной карте цифровизации планируется реализовать на 11 предприятиях 40 проектов на общую сумму более 169 млрд. тенге. На сегодня уже реализованы 22 проекта на общую сумму 16,6 млрд. тенге. Продолжается реализация проектов «Модельных цифровых фабрик» (АО «АК «Алтыналмас», АО «Евразиан Фудс»), которым предусматривается внедрение таких технологий, как интеллектуальные решения, мониторинг в реальном времени и автоматизация операций. АО «Евразиан Фудс» реализовала проект «Техобслуживание и ремонты оборудования» (ТОРО-предиктивный ремонт), который позволяет оптимизировать процессы технического обслуживания оборудования, запланировать ремонтные работы без ущерба для производственной деятельности, исключить простои оборудования.

С целью перехода производства к Индустрии 4.0 компания инициировала 7 проектов на сумму более 1 млрд. тенге. Из них 2 проекта уже завершены. АО «АК «Алтыналмас» еще одна модельная фабрика, которая постоянно совершенствует производство и применяет новые технологии на производстве. Это - диспетчеризация и автоматизированное управление горнотранспортным комплексом в реальном времени и автоматизированное оборудование при работе в шахте, что позволило снизить простои техники и повысить безопасность труда. Компания реализует 12 подпроектов в рамках проекта «Цифровой рудник» с целью создания интегрированной информационной среды, в которой в режиме реального времени можно отслеживать ключевые бизнес-процессы и весь производственный процесс. Общий объем инвестиций проекта составляет 3,2 млрд тенге. Кроме того, компания является пионером в использовании технологий искусственного интеллекта, применение которого предотвращает перегруз оборудования.

Предпринимаемые меры по стимулированию перехода промышленного производства к Индустрии 4.0 будут способствовать достижению опережающих темпов роста. Вместе с тем, продолжается работа по поддержке цифровизации и инноваций по принципу «одного окна», определения, раскрытия и развития инновационного потенциала региона, потребности

в цифровых и инновационных продуктах, продвижения инновационных проектов и оказания всестороннего содействия их инициаторам на территории области. В соответствии с планом в 2020 года проведено 13 мероприятий, среди которых:

- сопровождение «Инновационно-инвестиционного сайта»;
- выездные консультации и встречи по вопросам индустриально-инновационной деятельности;
- организация и проведение двусторонних встреч с субъектами индустриально-инновационной деятельности и потенциальными инвесторами, с целью презентации инвестиционного потенциала Карагандинской области.

Оказано содействие в подаче 2 заявок на получение патента РК и Евразийской патентной организации на изобретение.

#### ***Торговля (в т.ч. внешнеэкономическая деятельность)***

За 2020 год общий объем розничного товарооборота составил 1052,2 млрд. тенге или 99,7% к 2019 году. Доля товарооборота области в республиканском объеме составила 9,1%. По объему розничного товарооборота Карагандинская область занимает 4 место в республике после городов Алматы, Нұр-Сұлтан, Восточно-Казахстанской области.

Снижение объема торговли связано с продолжающимся запретом на проведение массовых мероприятий (банкеты, корпоративы, свадьбы, юбилеи) и памятных мероприятий, и с введением ограничительных мер на работы ТД и ТРЦ на период пандемии. 59% или 620,4 млрд.тенге розничного товарооборота обеспечили физические лица, торгующие на рынках и осуществляющие индивидуальную торговую деятельность, 41% или 431,8 млрд.тенге товарооборота приходится на зарегистрированные предприятия и организации. Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составила 40,3%, непродовольственных – 59,7%.

На оптовом рынке области продано товаров на 1 280,9 млрд. тенге или 99,9% к 2019 году. В отчетном году запущено 430 новых объектов торговли и услуг на сумму инвестиций 28,2 млрд. тенге, создано 1739 рабочих мест. Количество POS-терминалов увеличилось на 18,3% и составило 15449 единиц.

Объем внешнеторгового оборота за 2020 год (с учетом стран ЕАЭС) составил 6023,5 млн. долларов США (95,8% к уровню 2019 года), в том числе экспорт – 4589,6 млн. долл. США (101,8%), импорт – 1433,9 млн. долл. США (80,5%). Сальдо торгового баланса составило 3155,7 млн. долларов США. Основными экспортируемыми товарами являются медь и изделия из него, уголь каменный, серебро, прокат плоский из железа или нелегированной стали, прокат плоский холоднокатанный, полуфабрикаты из железа, нефть и

прочие. Основными импортируемыми товарами являются оборудование, изделия из черных металлов, из камня, гипса, цемента, электрооборудование, каучук, резина и изделия из нее, жиры или масла животного или растительного происхождения, пластмасса, керамические изделия, растения и прочие. Основными странами-партнерами по экспортным операциям являются:

- Китай (59% от общего объема экспорта), Объединенные Арабские Эмираты (8%), Узбекистан (7%), Украина (6%), Соединенное королевство (6%), Франция (2%), Таджикистан (2%), Турция (3%), другие страны (7%).

Основными странами-партнерами по импортным операциям являются:

- Китай (21%), Германия (12%), Украина (6%), Польша (5%), США (3%), Япония (3%), Турция (3%), Финляндия (3%), Нидерланды (4%), другие страны (40%).

### ***Туризм***

В области динамично развивается туристская отрасль. В 2020 году количество объектов размещения составило 247 ед. или 98% к аналогичному периоду прошлого года. Номерной фонд в местах размещения составил 4645 единиц. Обслужено 199,9 тысяч посетителей, что на 16,2% меньше по сравнению с 2019 годом. Из общего количества посетителей 96,7% – жители других регионов республики, 3,3% – иностранные граждане. Объем предоставляемых услуг объектами размещения сложился в сумме 2975,9 млн. тенге, ИФО – 60,2%. В 2020 году снижение показателей в сфере туризма связано с пандемией и введением ограничительных карантинных мер. Основными туристскими центрами области, где имеется потенциал для развития туризма, являются город Караганды, Улытауский, Актогайский, Каркаралинский районы, центром развития пляжного туризма – побережье озера Балхаш.

Улытауский район является регионом для развития экологического, исторического, паломнического, а также экскурсионного видов туризма. Основные ресурсы – горы Аулиетау, памятники истории и культуры (мазары Жошы хана, Алаша хана, древние города Баскамыр, Аяккамыр, наскальные рисунки Теректияулие и т.д.). На территории функционируют 3 гостиницы, 2 зоны отдыха, работает музей-заповедник Республиканского значения «Улытау» и единственный в Республике музей истории горного и медеплавильного дела в п. Жезды. В 2020 году завершено строительство Визит центра и гостиницы в Улытау.

Каркаралинский район является одним из центров рекреационного отдыха. Здесь функционирует 29 домов и зон отдыха, гостиниц и детских лагерей. На базе Государственного Национального природного парка «Каркаралы» действует 7 туристско-экскурсионных маршрутов.

В Прибалхашский регион входят территории городов Балхаш и Приозерск и территория Актогайского района побережья оз.Балхаш. Основными туристскими ресурсами региона являются озеро Балхаш, горная цепь Бектауата, заказник Кызыларай, пик Аксоран.Туристская инфраструктура Прибалхашского региона составляет 58 объектов размещения, в том числе 27 гостиниц, 7 мотелей, домов и пансионатов отдыха, 22 одноэтажных бунгало, коттеджей, сельских домиков (шале), 2 детских лагеря. Из них в г.Балхаш – 16 гостиниц, 5 мотелей, 14 одноэтажных бунгало, коттеджей, сельских домиков (шале); в г.Приозерск – 7 гостиниц; в Актогайском районе – 4 гостиницы, 2 дома и пансионат отдыха, 2 детских лагеря, 8 одноэтажных бунгало и коттеджей.

Город Караганда является центром делового, культурно-познавательного, спортивного туризма. Здесь расположено наибольшее количество мест размещений и туристских организаций. Туристскую инфраструктуру составляет 76 объектов размещения, куда входят 58 гостиниц, 3 мотеля, 13 одноэтажных бунгало, коттеджи и сельские домики (шале), 2 хостела.

В 2020 году в целях развития инфраструктуры туризма в области реализованы 17 проектов на общую сумму 1008,5 млн.тенге, создано 101 рабочее место.

В рамках ГП «Дорожная карта бизнеса 2025» в 2020 году одобрено 4 проекта по субсидированию на сумму 121 млн.тенге и предоставлены 4 гарантии на сумму 71 млн.тенге предпринимателям из городов Караганда, Балхаш и Темиртау, а также выдан 1 грант на сумму 5 млн. тенге на развитие сельского туризма в Актогайском районе.

### ***Цифровизация, развитие связи и оказание государственных услуг***

В области цифровизация реализуется в соответствии с государственной программой «Цифровой Казахстан» и ведется по 11 стратегическим направлениям. В сфере здравоохранения все медицинские организации работают в едином информационном поле на базе региональной Комплексной медицинской информационной системы. Разработано мобильное приложение «ДамуМед», которым активно пользуется более 425 тыс. жителей нашей области. Сформировано более 1,4 млн. электронных паспортов здоровья, что составляет 100% от численности населения области. Сократились очереди и повторные обращения пациентов в медучреждения. Во исполнение поручения Елбасы касательно развития сфер экономики будущего впервые в области реализуется проект по внедрению искусственного интеллекта - это PACS-системы по обработке, хранению медицинских изображений по принципу сервисной модели.

В образовании действует единый комплекс автоматизированных систем управления «Білімал. Электронды мектеп», «Білімал. Электронды колледж. Подключено 100% школ

области. Доля школ, подключенных к широкополосному Интернету, увеличилась с 98,3% до 100%, обеспеченных Wi-Fi – с 49 до 65%. Во всех (100%) дошкольных организациях области внедрена система автоматизации подачи заявления и очередности в детские сады. Кроме того, начата работа по автоматизации государственных услуг в сфере специального и инклюзивного образования.

Все школы области ведут электронный школьный журнал, что позволило сократить трудозатраты учителей, связанных с формированием отчетности, обеспечением ее качества и качества принимаемых управленческих решений. Автоматизирована система по приему и зачислению в 1 класс во всех 504 школах области. Также в области реализуется проект «Білімал. Педагогическая аттестация». В данное время апробацию прошли 22 организации образования. Дополнительно для выпускников школ по профориентационной работе реализуется проект «MyCollege». Повысилась вовлеченность общественности в цифровую культуру. Ежедневно через push-уведомления родители получают информацию об успеваемости и посещаемости ребенка. В колледжах реализуются проекты «Электронная сессия», «Электронная приемная кампания».

В сфере жилищно-коммунального хозяйства в городе Караганда многоквартирные жилые дома с центральным теплоснабжением на 95% оснащены общедомовыми приборами учета тепловой энергии. Охват приборами автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии составил 79%. Реализуется проект по внедрению автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии, в рамках которого установлено более 200 тысяч приборов учета, автоматизировано более 2 тысяч центральных распределительных пунктов, трансформаторных подстанций.

За последние девять лет в сетях потери электрической энергии снизились на 5%, а в абсолютной величине на 200 млн. киловатт-часов. В сфере строительства проектными организациями области ТОО «Строй бизнес консалтинг», ТОО «Курьлыс экспертпроект» и ТОО «Укспроект-2006» осваиваются BIM-технологии.

С применением данной технологии разработаны проекты на 4 объектах строительства физкультурно-оздоровительного комплекса в г.Жезказган, 2-х 90 квартирных жилых домов в г.Темиртау, строительства теплотрассы по ул.Ермекова г.Караганды, капитального ремонта здания акимата района им.Казыбек би г.Караганды.

В социальной сфере в 5 школах областного центра реализован проект по внедрению социальной ID карты. Для школьников изготовлено порядка 3 тысяч (2948) таких карт.

В рамках проекта в школах оплата за питание производится посредством социальной ID карты. В сфере экологии установлено 20 газоанализаторов в 4 городах области со

сложной экологической ситуацией (Темиртау-8, Караганда-4, Балхаш-4, Жезказган-4). Датчики позволяют увидеть концентрацию 4 основных загрязняющих веществ в атмосферу в онлайн-режиме (диоксид азота, оксид серы, оксид углерода, сероводород), а также атмосферное давление, влажность, скорость ветра.

Запущенный в 2019 году Единый координационный центр Senim109 масштабирован на всей территории области, это 18 городов и районов области, 329 населенных пунктов с численностью населения более 1,3 млн. человек. Служба обслуживает и взаимодействует с 279 государственными учреждениями и 50 коммунальными службами. Разработано мобильное приложение «Belsendi Azamat», посредством которого жители могут обращаться в службу 109. Создана региональная геоинформационная система, в которую внесены Генеральные планы городов Караганды, Шахтинск, Балхаш, Сатпаев и Генеральный план совмещенный с ПДП города Каркаралинск.

В рамках развития человеческого капитала в области ведется работа по повышению цифровой грамотности населения области. В 2020 году обучение населения цифровой грамотности проводилось дистанционно на официальном сайте <https://digitalkz.kz/kursy/>. Обучено более 38 тысяч жителей области. В течение 2020 года по 174 видам госуслуг всего местными исполнительными органами области оказано 5818093 государственные услуги, из них в электронном виде - 4197209 госуслуг.

За 2019 год по 190 видам госуслуг местными исполнительными органами области оказано 7189722 государственных услуг, в электронном виде оказано 5305832 государственных услуг. Причиной снижения общего количества госуслуг в том числе и электронных в 2020 году является то, что были внесены изменения в реестр госуслуг (МИО в 2019 году оказывали 190 видов госуслуг, в 2020 году – 174). Объем услуг связи увеличился на 1,3% по отношению к 2019 году и составил 21137,9 млн. тенге.

### ***Образование***

В 2020 году на отрасль выделено 182,9 миллиардов тенге, что на 54,2 м лрд. тенге больше 2019 года (2019 год - 128,7 млрд. тенге). В Карагандинской области 513 школ, из которых 504-государственные и 9-частных. В 504 государственных школах число обучающихся составило 204 тыс. учащихся (204174), из них 22 тыс. первоклассников (22 050). В зависимости от эпидемиологической ситуации в области организовано обучение в штатном, комбинированном формате. В штатном формате - 276 школ (43465 учащихся), в комбинированном - 229 (160709 учащихся).

В 2020 году из 204 174 учащихся в штатном формате обучались 81,1% (165580 учащихся), в дистанционном формате 18,9% (38 594 учащихся 6,7,8,10 классы).

Во всех организациях образования во время учебного процесса строго соблюдаются санитарно-дезинфекционный и масочный режимы, шахматная рассадка и социальная дистанция. Для этого в каждом регионе созданы специальные мониторинговые группы по соблюдению санитарных норм в условиях ограничительных мер. С целью соблюдения санитарных требований наполняемость классов не превышает 25 человек. В школах, где есть классы с большей наполняемостью, работа организована с чередованием дней и выведением отдельных предметов или отдельных часов по предметам на дистанционное обучение.

Во всех школах составлено гибкое расписание, перемены между уроками проводятся в разное время, увеличено количество смен и подсмен. Кроме того, для сокращения пребывания учащихся в школе только 70% предметов проходят в штатном режиме, 30% - дистанционно.

В целях оказания помощи детям из малообеспеченных и многодетных семей проведена работа по обеспечению компьютерной техникой, роутерами и модемами. Так, 4574 учащихся из социально уязвимых семей обеспечены роутерами и модемами на сумму 63,3 млн. тенге, также для 2429 учащихся пополнен баланс на сумму 19,9 млн. тенге. Согласно заявлениям родителей более 24 тыс. учащимся передана школьная компьютерная техника. За счет спонсорских средств приобретено 972 единицы компьютерной техники (922 ед. - АОО «Казахмыс» для учащихся и педагогов гг.Жезказган, Сатпаев, Балхаш; 50 ед. - крестьянским хозяйством Осакаровского района).

Из республиканского бюджета выделены средства на приобретение 28058 единиц компьютерной техники (2920 компьютеров, 21355 ноутбуков и 3783 планшета).

Обеспеченность учебниками учащихся 1-11 классов за счет фонда школьных библиотек составляет 100%. На приобретение необходимых учебников выделено 2,3 млрд. тенге. Компьютерный парк области составляет 52,4 тыс. единиц. Показатель на один компьютер уменьшился с 4,6 до 3,6 учащихся по сравнению 2019 годом. Доля устаревшей компьютерной техники снизилась с 15,6% до 15%. Показатель подключения к широкополосному Интернету составляет 100%. Количество школ, имеющих лаборатории робототехники, выросло с 226 до 241 единиц. Обеспеченность кабинетами новой модификации увеличилось с 70% до 74,5%. Автоматизированы государственные услуги по приему в дошкольные организации образования и в 1 классы. Во всех школах ведется электронный журнал, внедряется электронная аттестация педагогических кадров.

В рамках реализации проекта «Сельская школа» оказано методическое сопровождение 4 пилотным школам Каркаралинского района: №1 им. академика О.А.Жаутыкова, №2 им. Алимхана Ермакова, №44 им. Мади Бапиулы, №4 села Коктас.

Для обеспечения равного доступа к образованию сокращается количество аварийных школ. Взамен аварийной введена в эксплуатацию школа в с.Бетбулак Улытауском районе на 80 мест. В результате число аварийных школ сократилось до 2 единиц, что составляет 0,4%. Общеобразовательная школа ст.Теректи г.Жезказган, общеобразовательная школа с.Киикти Шетского района. С целью ликвидации трехсменности введены в эксплуатацию школы гг.Караганда и Жезказган. Трехсменное обучение сохраняется в г. Караганда (школа-лицей №34). Для решения проблемы дефицита мест ведется строительство школы в пос.Атасу Жанааркинського района на 464 места.

Продолжается строительство четырех школ: по приоритету аварийности 2 школы (ст.Теректи г.Жезказган, с.Киикти Шетского района), по ликвидации трехсменности – 1 школа (г. Караганда), по дефициту ученических мест - 1 школа (пос.Атасу Жанааркинського района). На проведение ремонтных работ в 2020 году выделено 17,3 млрд.тенге, что по сравнению с 2019 годом больше в 2,7 раз, проведен ремонт в 402 организациях образования или в 2,2 раза больше по сравнению с 2019 годом.

В сфере дошкольного образования продолжается работа по увеличению охвата и повышению качества дошкольного обучения и воспитания. В области функционируют 534 дошкольные организации (244 детских сада и 290 мини-центров). Охват детей от 3 до 6 лет – 100%, охват от 1 года до 6 лет – 84%. В 2020 году открыто 9 частных дошкольных организаций на 730 мест (г.Караганда - 4 детских сада на 465 мест, Бухаржырауский район - 2 детских сада на 105 мест, Шетский район - 2 детских сада на 90 мест, г. Жезказган - 1 детский сад на 70 мест) В рамках реализации Дорожной карты развития инклюзивного образования на 2020-2025 годы создано единое образовательное пространство, обеспечивающее преемственность и непрерывность инклюзивного образования на всех уровнях (дошкольное, школьное, профессионально-техническое и дополнительное). Так, инклюзивным образованием охвачено 70 детских садов из 229 или 37,4%, 290 школ из 504 или 57,5 % и 35 колледжей из 69 или 50%.

С целью усиления мер по укреплению здоровья, доступности и повышения качества образовательных услуг в 2020 году открыты 1 кабинет психолого-педагогической коррекции (Абайский район) и 1 реабилитационный центр (г.Темиртау).

В области сохранены все виды специальных коррекционных учреждений. Сеть специальных (коррекционных) организаций образования составляет 26 единиц, из них 10 специальных (коррекционных) школ-интернатов для детей с ограниченными возможностями, где проживают и обучаются 1529 детей. Действует 2 реабилитационных центра с охватом 122 чел. и 9 кабинетов психолого-педагогической коррекции с охватом 746

человек, в том числе 4 – в сельских районах. Действуют 4 психолого-медико-педагогические консультации в городах Караганда, Жезказган, Балхаш, Темиртау, которые обслуживают 380 118 человек детского населения.

В области функционирует специальный детский сад «Бобек», где воспитывается 164 ребенка с ОВР. Все это позволит обеспечить раннюю профилактику детской инвалидности и оказать своевременную психолого-педагогическую коррекционную помощь. Продолжается реализации Комплексного плана по развитию патронатного воспитания на 2016-2020 годы, согласно которому запланировано устройство на патронатное воспитание в семьи 551 детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей.

За 2020 год на патронатное воспитание передано 92 ребенка, из них 42 воспитанники детских государственных учреждений. На территории области функционируют 5 детских домов, SOS Детская деревня в г.Темиртау и частный детский дом «Преображение» в г.Сарань, 2 Центра поддержки детей, находящихся в трудной жизненной ситуации (г.Караганда, г.Жезказган), ЦАН в г.Темиртау. За последние 3 года наблюдается положительная динамика в сфере профилактики социального сиротства, уменьшение контингента воспитанников детских домов и домов юношества с 749 до 517 (снижение на 232 чел. или 31%). В результате закрыты 3 детских дома: в г.Темиртау «Айналайын», детский дом г.Балхаш, Литвиновская школа-интернат, детский дом им. М.Кулушевой трансформирован в Центр поддержки детей. Открыто 6 детских домов семейного типа, в которых воспитывается 32 ребенка.

В 2020 году обрели семью 37 воспитанников детских домов, из них переданы под опеку – 7 человек, патронатное воспитание – 18, возвращены на воспитание родителям – 3, в детский дом семейного типа – 9. Сеть организаций дополнительного образования представлена 102 организациями (из них 48 - в системе образования, 41 - в системе спорта, 1 - в системе культуры, 12 частных (гг. Караганда, Темиртау).

С начала 2020-2021 учебного года организации дополнительного образования открыли дополнительно 45 филиалов. Кроме того, на станции юных техников г.Сарань открыт кабинет «Презентационный модуль технопарка» (40 детей), на базе школы искусств г.Балхаш – театральное отделение (20 детей), на базе школы искусств им. С.Мухамеджанова Шетского района – дополнительно 19 филиалов (425 детей).

В п.Жезды Улытауского района открыты 2 филиала дополнительного образования (200 учащихся) и 2 организации дополнительного образования в Актогайском и Жанааркинском районах с охватом 350 учащихся. В Осакаровском и Бухар-Жырауском районах оборудованы 2 технопарка при организациях дополнительного образования.

Продолжается строительство Дворцов школьников в г.Караганда и г.Сатпаев (ввод 2021г.) В общеобразовательных организациях на бесплатной основе действуют 6 070 кружков по интересам и 2 840 спортивных секций. Охват детей и подростков всеми типами внешкольных организаций составляет 136010 человек или 66,4%, в том числе занятость в городе – 112 532 человек (68,5%), в селе – 23 478 (52,4%). В рамках реализации программы «Рухани жаңғыру» доля школьных музеев составила 43%. С целью разъяснения, консультирования и точечного реагирования на поступающие обращения граждан по образовательным услугам в управлении образования функционирует call-центр. Для обеспечения безопасности детей и подростков во всех организациях образования установлены камеры видеонаблюдения. Сохраняет свою актуальность задача повышения качества образования в сельских регионах, в которых к началу 2020-2021 учебного года 44,3% школ являются малокомплектными. Для повышения качества образования сельских школ функционирует 40 опорных школ с охватом 219 малокомплектных школ.

В 2020 году 40 учащихся приняли участие в отборочном туре олимпиады среди участников республиканского этапа олимпиады по предметам естественно -математического направления, проведенным Республиканским научно-практическим центром «Дарын». По итогам отборочного тура обладателем 1 места стал 1 учащийся, 2 места – 3 учащихся, 3 места – 8 учащихся. Участник, занявший 1 место, вошел в сборную олимпийскую команду РК. Школьное образование в области осуществляется силами 21686 педагогических работников, из них имеют квалификационные категории 11025 или 50,5%.

В 2020 году курсы повышения квалификации по обновленному содержанию образования прошли 5794 педагога. Организованы курсы повышения квалификации в рамках обновления содержания среднего образования, которые проведены на базе организаций образования городов и районов. Аттестацию прошли 11025 человек, из них педагог-модератор – 28,9% (3 191 чел.), педагог-эксперт – 36% (3976 чел.), педагог-исследователь – 34,5% (3 806 чел.), педагог-мастер – 0,47% (525 чел.). По итогам ежегодного республиканского конкурса «Лучший педагог» 3 учителя области стали победителями. На сегодняшний день потребность в кадрах составляет 203 человека.

Потребность в учителях начальных классов – 21 чел., математики – 61 чел., русского языка – 63 чел., английского языка – 28 чел., физики – 30 чел. Для решения проблемы дефицита кадров в 2020 году на целевую подготовку по педагогическим специальностям из местного бюджета выделено 23,3 млн. тенге на 50 грантов (2019 год – 62,1 млн. тенге на 35 грантов). Наряду с обеспечением бесплатным горячим питанием детей из социально-уязвимых слоев населения, по поручению акима области бесплатное горячее питание

организовано для учащихся 1-2 классов (46531 ребенок). Дети, проживающие в сельских населенных пунктах, в которых отсутствуют общеобразовательные учебные заведения, ежедневно и еженедельно бесплатно подвозятся до близлежащих общеобразовательных школ и обратно. В 2019-2020 учебном году подвоз организован для 1842 учащихся из 122 отдаленных населенных пунктов области, где отсутствуют школы.

В области функционируют 69 организаций технического профессионального образования, из них 45 – государственных и 24 – частные. В рамках проекта «Бесплатное профессионально-техническое образование» выделено 8 тыс. мест (2019 год – 8 тыс.), в рамках программы развития продуктивной занятости и массового предпринимательства – 700 человек. В колледжах внедрены модульные образовательные программы. Обучение по этим программам позволит студентам получить 2-3 квалификации вместо одной. 41 колледж или 59% прошли аккредитацию по 63 специальностям, ведется работа по прохождению аттестации еще в 8 колледжах. 49 колледжей или 71% внедряют дуальное обучение, 9 колледжей внедрили программу прикладного бакалавриата, 9 колледжей стали высшими.

Во всех колледжах внедрены курсы «Основы IT-технологии». Успешно реализуется проект «Развитие предпринимательских навыков студентов колледжей» на базе всех государственных и 9 частных колледжей. На 2020-21 учебный год запланировано обучение основам предпринимательской деятельности 4 тыс. студентов.

На базе колледжей работают 26 бизнес-школ. В целях создания условий для обеспечения соответствия профессиональных навыков и компетенций студентов требованиям международных стандартов и передовых технологий открыто 9 центров компетенций WorldSkills на базе учебных заведений ТиПО.

Для участия в проекте «Жас маман» определены 15 колледжей по 7 отраслевым направлениям (транспорт, горнодобывающая, пищевая отрасли, сельское хозяйство, строительство, легкая промышленность, сервис, энергетика).

### ***Здравоохранение и спорт (в т.ч. развитие физической культуры)***

На 1 января 2021 года сеть здравоохранения области насчитывает 56 государственных медицинских организаций (самостоятельные юридические лица), Из них 31 – больничная организация, в том числе ЦРБ - 9, стационары - 19, СУБ -1, диспансеры-2, 12 – амбулаторно-поликлинических (в том числе 1 стоматологическая поликлиника областного уровня) и 13 прочих: Центр СПИД (в г. Караганды с филиалами в гг. Жезказган, Темиртау, Балхаш), Центр крови (в г.Караганды с филиалами в гг. Жезказган, Темиртау, Балхаш), станция скорой медицинской помощи (г.Караганды), 3 медицинских колледжа (г.Караганды,

г.Жезказган, г.Балхаш), специализированный склад медицинского имущества, 2 дома ребенка (г.Караганды – 1, г.Жезказган – 1), 4 санатория.

Кроме того, в предоставлении гарантированного объема бесплатной медицинской помощи участвует 91 организация частной формы собственности. В результате улучшены показатели здоровья населения.

### ***Спорт***

Эффективность деятельности физической культуры и спорта определяется основными целевыми индикаторами, которые не снизились в условиях пандемии. Так, обеспеченность населения спортивной инфраструктурой на 1000 человек в среднем по области составляет 59% (план на 2021 год 60%). Численность жителей региона, привлеченных к занятиям спортом, 30,5% или 419658 человек (план на 2021 год 30,7% или 422 400 человек). Количество детей и подростков, посещающих спортивные секции в регионе, составляет 146 015 человек или 62,7%. В области функционируют: 22 детско-юношеских клубов физической подготовки (4917 чел.), 109 детско-подростковых клубов (12422 детей и подростков), в общеобразовательных школах 2337 спортивных секций (79533 ребенка), в колледжах 431 секция (16437 студентов), в высших учебных заведениях 126 спортивных секций (13201 студент). Работают 45 спортивных школ, в которых бесплатно занимаются 32896 детей и подростков. В 2020 году в области были проведены 2795 спортивно-массовых мероприятий, в которых приняли участие более 147 тысяч человек (в сельской местности 529 с привлечением 38660 граждан). После введения карантинных ограничительных мер, работа велась в онлайн формате. Более тридцати тысяч воспитанников спортивных школ продолжали тренироваться, активно поддерживали физическую форму в новых обстоятельствах. Впервые по девяти видам спорта была проведена онлайн спартакиада «Saryarka» среди городов и районов, посвященная 30-летию Независимости Республики Казахстан. В ней приняли участие около 5000 человек, что стало рекордом по массовости среди соревнований, организованных в дистанционном режиме в Казахстане. В целом за время карантинных ограничений с соблюдением всех санитарных норм и правил в онлайн-формате состоялся 371 спортивный турнир, в которых приняли участие 18564 человека (из них в сельской местности 173 с привлечением 7630 человек).

Спорт высших достижений – одно из главных направлений в работе Управления. На сегодняшний день в области развивается 100 видов спорта, из них 44 олимпийских. В национальную сборную Республики Казахстан входит 1471 спортсменов Карагандинского региона. В 2020 году 13828 представителей области приняли участие в 343 соревнованиях различного уровня (62 - областных, 189 - республиканских, 92 - международных) и завоевали

4 665 медалей (1464 - золотых, 1403 - серебряных, 1798 - бронзовых). С начала года на территории региона проведены 45 соревнований, из них 18 – чемпионаты Республики Казахстан, 18 – республиканские и 9 – международные турниры. Вместе с тем, 15 ведущих спортсменов области по семи видам спорта готовятся к завоеванию лицензий в 32-х Летних Олимпийских играх в Токио в 2021 году. Завоеваны 3 лицензии: Жусупов Аблайхан – бокс, Сыздыкова Эльмира – женская борьба, Сестры Немичи - синхронное плавание.

Для стимулирования ведущих спортсменов области в 2020 году увеличены стипендии более чем в два раза (финансирование составило 421 млн.тг., 2019-150 млн.тг.). Количество ее получателей выросло от 104 до 165 человек. В области функционируют 3155 спортивных объектов, из них 1230 расположены в сельской местности.

В городах и районах ежегодно устанавливаются хоккейные корты и спортивные площадки. В области функционируют 333 спортивные площадки с искусственным покрытием, 262 многопрофильных хоккейных корта и 34 стрит-воркаутных площадки (в 2020 году установлено: 44 спортивных площадок, 17 хоккейных кортов, 12 стрит – воркаутных площадок). Ведется строительство спортивных объектов за счет бюджетных и внебюджетных средств. В 2020 году за счет бюджетных средств в г. Каркаралинск введен в эксплуатацию ФОК на 320 мест (689,7 млн.тенге), за счет спонсорских средств построен аналогичный комплекс в Темиртау (526 млн. тенге).

За счет средств республиканских федераций в Караганде построены Центр настольного тенниса ««Saryarka» и Теннисный центр, которые полностью соответствуют международному уровню и высоко оценены Главой государства во время его визита в Карагандинскую область в ноябре 2020 года.

Кроме того, реализация государственных программ оказывает положительное влияние на развитие спортивной инфраструктуры в регионе. Так, по «Дорожной карте занятости» были выделены средства на строительство шести крупных объектов:

- 1.ФОК с бассейном на 160 мест в г. Шахтинск;
- 2.ФОК с бассейном на 320 мест в г. Жезказган;
- 3.ФОК на 100 мест в селе Карсакпай Улытауского района;
- 4.ФОК на 160 мест в поселке Жезды Улытауского района;
- 5.Бассейн в поселке Атасу Жанааркинского района;
- 6.Бассейн в селе Нура Нуринского района.

В рамках спецпроекта «Ауыл - ел бесігі» в поселке Ботакара Бухар-Жырауского района ведется строительство спортивного комплекса на 320 мест. За счет внебюджетных средств в г. Караганды возводятся спортивно-оздоровительный комплекс и Триатлон парк.

В 2020 году в рамках реализации программы «Дорожная карта занятости» было выделено на текущий ремонт 14 объектов порядка 1 млрд.тенге. На 2021 год запланированы около пятидесяти масштабных спортивных мероприятий, в которых дистанционно смогут принять участие жители области разных возрастов.

### ***Рынок труда и социальная защита***

Уровень безработицы за 2020 год составил 4,6% (РК – 4,9%). По состоянию на 1 января 2021 года в службах занятости зарегистрированы 3502 безработных граждан. Доля зарегистрированных безработных в численности экономически активного населения составила 0,9%. За 2020 год в области создано 34955 новых рабочих мест, 19575 – постоянных. В 2021 году на выплату адресной социальной помощи предусмотрено 2,6 млрд. тенге, (из них 2,0 млрд. тенге за счет республиканского бюджета, 0,6 млрд. тенге – МБ), которое охватит более 30 тыс. (30576 человек, 5459 семей) человек (в 2020 году АСП получили 24925 человек (5284 семей) на сумму 1826,1 млн. тенге). В рамках гарантированного социального пакета для детей в возрасте от 1 года до 6 лет в текущем году выделено 665,8 млн. тенге на 7 801 детей. В 2020 гарантированный социальный пакет получили 7 127 детей (от 1 до 3 лет – 3532, от 3 до 6 лет – 3595 детей).

На реализацию Государственной Программы развития продуктивной занятости и массового предпринимательства на 2017-2021 годы в 2020 году предусмотрено и освоено 7,5 млрд. тенге. По первому направлению Программы «Обеспечение участников Программы техническим и профессиональным образованием и краткосрочным профессиональным обучением» предусмотрено и освоено 1,1 млрд. тенге:

- на подготовку кадров с технологическим и профессиональным образованием с учетом потребностей рынка труда направлено с 01.09.2020 г. 700 человек или 100%.

- на краткосрочное профессиональное обучение рабочих кадров по востребованным на рынке труда профессиям и навыкам направлено 1083 человека или 187% (план - 580 чел.).

По второму направлению Программы «Развитие массового предпринимательства» предусмотрено и освоено 5,3 млрд. тенге:

- на обучение основам предпринимательства по проекту «Бастау Бизнес» направлено 2 409 самозанятых и безработных граждан или 134% (план - 1800 чел.).

- участникам Программы, планирующим реализовать бизнес-проекты выдан 1161 микрокредит или 106% (план - 1091), 1531 грант или 102% (план – 1502).

В рамках реализации третьего направления Программы «Развитие рынка труда через содействие занятости населения и мобильность трудовых ресурсов» предусмотрено и освоено 1,1 млрд. тенге:

- трудоустроено на вакантные рабочие места 32591 чел. или 111% (план – 29303);
- создано 779 социальных рабочих мест или 131% (план – 594 чел.);
- на молодежную практику – 1436 чел. или 117% (план – 1226 чел.);
- на общественные работы – 8785 чел. или 111% (план – 7927 чел.).

### ***Молодежная политика***

Молодежь современного Казахстана – это принципиально новое поколение, которое будет определять будущее нашей страны в XXI веке. В области проживает 266081 молодых людей в возрасте 14-28 лет (19,3%). Численность городской молодежи – 205696 чел. (77,3%), сельской – 60385 чел. (22,7%). В 2020 году сумма финансирования молодежной политики составила 949 млн. тенге. По итогам 2020 года уровень молодежной безработицы составил 5% (2019 г. -4,8%), доля NEET молодежи 11,5% (2019 г. – 12,3%).

Трудоустроено 16003 молодых людей, в том числе направлены на молодежную практику 1436 человек. В рамках проекта «С дипломом - в село!» трудоустроены 626 молодых человек. В трудовом сезоне «Жасыл ел» приняли участие 1413 человек. Ежегодно реализуется долгосрочный проект по поддержке и развитию молодежного предпринимательства. В 2020 году вручены 100 грантов акима области на сумму 100 млн. тенге. Подобные проекты реализуются и в регионах области. В рамках проекта «ZhasProject» выиграли гранты 155 бизнес-проектов (527 участников) на сумму 155 млн. тенге. В целях обеспечения социальных и правовых гарантий выпускников детских домов, улучшения качества их жизни реализуется Комплексный план по обеспечению жильем детей-сирот и детей, оставшихся без попечения родителей. В 2020 г. выделено 169 квартир или 101,8% от плана. В 2020 г. присуждена молодежная премия акима Карагандинской области «Қайнар» молодым гражданам за плодотворную научную, творческую, профессиональную и общественную деятельность, получившую признание в молодежной среде (в 2020 г. - 10 номинаций, на общую сумму 2 млн. 750 тыс. тенге). Успешно внедрены новые формы работы с молодежью: ведет активную работу областной Совет молодых ученых, созданы научно-интеллектуальные клубы, площадки для исследовательской работы и молодежных стартапов. Для эффективной реализации государственной молодежной политики действуют областной и 18 региональных Молодежных ресурсных центров, 87 молодежных НПО. В 2020 году совместно с молодежными ресурсными центрами проведено свыше 4 тыс. (4139) мероприятий, где приняли участие порядка 600 тыс. (599037) молодых человек.

### ***Культура***

Государственная сеть объектов культуры и архивов включает 671 объект культуры, искусства и архивов: 315 библиотек, 272 организации клубного типа, 21 видеомобиль, 5

театров, 20 музеев, 20 архивов, 2 концертные организации, областной научно-методический центр досуга и народного творчества, центр по сохранению историко-культурного наследия, 11 парков культуры и отдыха, кинотеатр, выставочный зал и зоопарк. В рамках реализации Дорожной карты занятости 2020 на ремонт 45 объектов культуры и архивов области выделено 2 млрд. 951 млн. 207 тыс.тенге. С учетом огромного значения культурного наследия для изучения истории края ведутся работы по сохранению, изучению и пропаганде памятников истории и культуры области. В 2020 году проводились следующие виды работ:

- археологические раскопки на памятниках древней металлургии Центрального Казахстана, могильниках Карашоки, на памятниках истории и культуры близ мавзолея Жошы хана, памятниках истории и культуры золотоордынского периода Тенгизского, Улытауского и Жезказганского регионов;

- реставрационные работы мавзолея Суттибай, Дайыр торе (Актогайский район), мавзолея Кыстаубай, Мавзолей Теректы, Мавзолей Оспан (Улытауский район), Мавзолей Колбай (Каркаралинский), Мавзолей Таймас батыр (Абайский).

В Карагандинской области действуют 16 музеев и 4 филиала. Общее количество экспонатов, хранящихся в музеях области составляет 369739 единиц хранения, из них основного фонда – 267517 единицы хранения. Музеями области в ходе научно-исследовательской и собирательской деятельности собрано 4252 экспоната – предметы этнографии, декоративно-прикладного искусства, предметы живописи и др. По состоянию на 01.01.2021 года сеть государственных библиотек включает 315 библиотек (из которых 240 районные библиотеки, 71 - городские и 4 - областные). Книжный фонд насчитывает 5 млн. 851 тыс. 820 ед. хранения, в том числе на селе 2 млн. 722 тыс. 386 ед. хранения, книговыдача составляет 2 млн. 570 тыс. 137 экземпляров, из них на селе – 863943. Библиотеки области оснащены 1226 компьютерами, 236 библиотек подключены к сети Интернет. Услугами библиотек воспользовался 160 961 читатель. С целью реализации культурной политики Казахстана активно работают 272 культурно-досуговых учреждения области. При культурно-досуговых предприятиях области работает 1764 клубных формирований с числом участников 32944 человек, в том числе кружки и коллективы художественной самодеятельности насчитывают 1200 коллективов, с числом участников 21280 человек.

Управление культуры, архивов и документации оказывает 4 государственные услуги, которые включены в Реестр государственных услуг: «Выдача архивных справок, копий архивных документов или архивных выписок»; «Выдача разрешения на установление мемориальных досок»; «Выдача свидетельства на право временного вывоза культурных ценностей»; «Прием заявок на присвоение звания "Народный" (образцовый) коллективам

художественной самодеятельности». Неизменная часть архивной работы – это оказание государственных услуг по выдаче архивных справок. За 2020 год выдано 59763 архивных справок, из них через государственную корпорацию «Правительство для граждан» – 17050, через «портал электронного правительства» – 24129, через канцелярию услугодателя (в бумажной форме) – 18584. За текущий период по государственной услуге «Выдача разрешения на установление мемориальных досок» выдано 12 разрешений. С 5 апреля 2020 года организации культуры и искусства провели более 50 тысяч онлайн-мероприятий с просмотром 10 млн. 889 тыс. подписчиков: показ спектаклей, концертов на ютуб-каналах и сайтах, виртуальные экскурсии и выставки, онлайн конкурсы и фестивали, видеоуроки, вебинары и мастер-классы, видеосюжеты, видеопрезентации, прямые эфиры с писателями, художниками, музыкантами, общественными деятелями. Разработана единая интернет-платформа для школьников области (ютуб-канал), где размещены музейные уроки и школьные абонементы театров и филармоний. С октября 2020 года театры с разрешения главсанврача открыли свои двери для зрителей и успешно работают для населения области. С начала года в театрах реализована 21 новая постановка. Несмотря на карантинные меры к юбилею Абая организации культуры и искусства провели ряд мероприятий, среди которых постановки спектаклей «Жас Абай» и «Знай, потомок, дорогу я для тебя стлал», изготовление видеороликов по Словам назидания Абая и оформление их в подарочные диски, установка памятника Абаю в городе Абай, издана книга «Абай жаккан бір Сауле» - собрание избранных произведений поэтов-писателей Абайского района, а также в режиме онлайн прошли литературные чтения, челленджи, конкурсы. В течение года к юбилею Ныгмета Нурмакова был снят документально-художественный фильм «Четвертый премьер-министр», и в конце года в кинотеатре «Сарыжайлау» состоялась премьера фильма.

Значимые и юбилейные мероприятия 2021 года в сфере культуры - это празднование 125-летия Серке Кожамкулова, 110-летия Касыма Аманжолова, проведение Международного фестиваля музыки «Жезкиік», Международного театрального фестиваля им. Ж.Хаджиева, республиканского фестиваля театров А.Сыгая, открытие историко-культурного комплекса «Жошы хана».

### ***Развитие языков***

Деятельность местных исполнительных органов в области языковой политики была направлена на выполнение Государственной программы реализации языковой политики в Республике Казахстан на 2020-2025 годы. В связи с эпидемиологической ситуацией в регионе в 2020 году обучение государственному и английскому языкам проводилось в онлайн режиме. Обучение государственному языку осуществлялось в 6 учебных центрах и

на 8 курсах, расположенных в 13 регионах области. Обучено 2179 человек (при плане – 2156, внеплановое обучение - 23 человека). Обучение английскому языку организовано во всех 18 регионах области. В 2020 году по области было охвачено 1847 человек, вместо запланированных 1831 человек, обучено 16 человек вне плана. Наибольшее количество слушателей обучили учебные центры в городах Темиртау, Балхаш и ИП «Центр обучения языкам». В 2020 году в связи с карантинными ограничениями не были организованы массовые тестирования по системе «Казтест» совместно с Национальным центром тестирования, 82 человека охвачены сертификационным тестированием (преподаватели Назарбаев Интеллектуальной школы и претенденты на международную стипендию «Болашак»), из них 65 человек (79,2%) подтвердили свой уровень владения государственным языком. По итогам тестирования 60 человек (92,2%) подтвердили знание казахского языка на уровне среднего и выше среднего (B1, B2), 4 человека (6,1%) на уровне высокого (C1). Доля исходящих документов государственных учреждений на казахском языке составила 91,6%, что на 2,4% выше, чем в 2019 году (89,2%). В этом направлении проводится ежеквартальный мониторинг доли исходящей корреспонденции на государственном языке по государственным учреждениям области, проведен профилактический контроль 16 госучреждений, а также оказана методическая помощь более 40 учреждениям из 13 регионов. Проведены 2 заседания комиссии по дальнейшему совершенствованию государственной языковой политики, встречи с активными гражданами по продвижению государственного языка, проведены заседания по продвижению государственного языка, расширению сферы применения, формированию общественного сознания, рассмотрены вопросы соблюдения требований законодательства о языках государственными учреждениями области и организациями, оказывающими государственные услуги населению. В целях пропаганды государственного языка, развития трехязычия и перевода алфавита казахского языка на латинскую графику в 2020 году проведены 22 мероприятия. Торжественное мероприятие по вручению премии акима области «Тіл жанашыры», проводимое ежегодно в рамках программы «Рухани жаңғыру», проводилось в телевизионном варианте. Через платформу ZOOM в онлайн режиме приняли участие 95 человек из 12 регионов республики в республиканском поэтическом конкурсе «Дүниеге келер әлі талай Қасым». Также в честь 175-летия Абая Кунанбаева проведены дебаты «Өзің сен» среди студенческих команд высших учебных заведений, конкурс «Государственный язык - на государственной службе», конкурс «Тілдарын» среди молодежи, владеющей тремя языками, интеллектуальная телеигра «Сөз-зерде», телепрограмма «Я знаю государственный язык» с целью укрепления статуса языка и популяризации представителей других

национальностей, владеющих государственным языком, телеуроки «Qazaqsha sóileiik» по обучению русскоязычной аудитории правилам правописания казахского языка на основе латинской графики, конкурс «Үздік әдістеме» по обучению правилам правописания казахского языка на основе латинской графики среди методистов и учителей школ и др. В течение 2020 года в рамках комплексной работы по переходу алфавита казахского языка на латинскую графику на территории области организовано 229 мероприятий с охватом 24 440 человек. Из них с охватом 7697 человек проведено 115 обучающих мероприятий (курсы, тренинги, познавательные часы, онлайн-семинары и вебинары), сформированы навыки чтения, письма с выполнением различных заданий. В целях ознакомления, разъяснения и пропаганды новой версии латинского алфавита организовано 114 информационных мероприятий (обмен мнениями, круглые столы, конференции, конкурсы, онлайн-акции, онлайн лекции, конкурсы сочинений, диктантов, дебаты, викторины, прямые эфиры и разъяснительные мероприятия) с охватом 16743 человек. Из 229 организованных мероприятий 203 (курсы, онлайн-семинары, вебинары, акции, прямые эфиры, разъяснительные мероприятия, лекции и т.д.) проведены в онлайн формате.

В 2020 году в рамках ежеквартальных месячников «Грамотность визуальной информации и рекламы» и нового социального проекта «Унификация языка визуальной информации и рекламы» активисты совместно с волонтерами провели экспертизу визуальной информации на более чем 10000 объектах, в которых выявлено более 1500 нарушений, из них 60% исправлены, через услугу «Горячая линия» («Callcenter») оказана методическая помощь более 4000 представителям среднего и малого бизнеса по правильному оформлению рекламных текстов, организована акция «Грамотная реклама!», подготовлен специальный видеоролик, который транслировался по местному телеканалу и через социальные сети, была организована акция «Фотоайғақ» и услуга по бесплатному переводу рекламных текстов.

Ведется планомерная работа по регулированию ономастического пространства области. За отчетный период изменено название 1 административно-территориальной единицы, 66 улиц и 19 учреждений.

В целях поддержки мер языковой политики через СМИ из 2170 материалов, выпущенных в 2020 году, более 200 в области пропаганды мероприятий, направленных на расширение сферы применения государственного языка. В средствах массовой информации области открыто более 30 специальных рубрик: «Мемлекеттік тіл», «Үштілдік білім», «Тіл ғұмыры – ұлт тағдыры», «Тіл жанашыры», «Тіл саясаты», «Латын әліпбиіне көшу», «Жолдауды қолдау» и др.



### ***Бюджет (доходная и расходная части бюджета)***

В 2020 году поступило налогов и других обязательных платежей в бюджет области в сумме 208,6 млрд.тенге или 107,9 % к плану (план – 193,2 млрд.тенге). По сравнению с 2019 годом поступления увеличились на 41,3 млрд.тенге. Исполнение по целевым трансфертам и кредитам, выделенных из республиканского бюджета составило 260,7 млрд.тенге или 100,0% к плану (выделено – 260,7 млрд.тенге). Расходная часть бюджета области освоена в сумме 526,3 млрд.тенге или 97,4% (при плане 540,3 млрд. тенге).

#### ***Внедрение 4-ого уровня бюджета***

В области функционирует 201 поселковый акимат. Исполнение бюджетов местного самоуправления за 2020 год составило 20,8 млрд.тенге, из них субвенция из вышестоящего бюджета – 10 млрд.тенге. За счет данных средств финансируются расходы, направленные на дошкольное воспитание, благоустройство, ремонт и содержание дорог, освещение, обеспечение функционирования аппаратов управления, культурно-досуговые мероприятия и другие. Объем утвержденных бюджетов местного самоуправления на 2021 год составляет 13,2 млрд.тенге, из них субвенция из вышестоящего бюджета – 9,2 млрд.тенге.

#### ***Общественная безопасность***

В области ведется эффективная и планомерная работа по укреплению правопорядка. По итогам 2020 года сократилось количество регистрации общеуголовных правонарушений на 24,4% (с 15706 до 11867). Отмечается снижение особо тяжких преступлений на 67,1% (со 254 до 152). Снижение регистрации отмечается по таким видам преступлений как убийство на 9,7% (со 93 до 84), причинение тяжких телесных повреждений на 18,9% (с 265 до 215), хулиганств на 42,8% (с 360 до 206), разбоев на 67,9% (с 28 до 9), грабежей на 44,3% (с 492 до 274) и угонов автотранспорта – на 37,5% (с 176 до 110). Кроме того, сократилось количество краж чужого имущества на 40,8% (с 9789 до 5792), в том числе краж мобильных телефонов – на 43,7% (с 2717 до 1531). Снижено количество преступлений, совершенных в общественных местах на 41,3% (с 5872 до 3446) и на улицах – на 42,6% (с 2 466 до 1 416), несовершеннолетними лицами – на 50,8% (с 199 до 98).

Уменьшилось количество преступлений, совершенных в состоянии алкогольного опьянения на 9,7% (с 821 до 741), с применением огнестрельного оружия – на 16,7% (с 12 до 10). Наблюдается рост уголовных правонарушений, совершенных в состоянии наркотического опьянения – на 63,6% (с 11 до 18). Количество дорожно-транспортных происшествий сократилось на 2,6% (с 540 до 526), получивших ранения различной степени тяжести – на 3,7% (с 654 до 630) и число погибших лиц – на 14% (со 178 до 153). В рамках общей профилактики проведено 34 оперативно-профилактических мероприятия, а также с

учетом ежедневно проводимого анализа оперативной обстановки на улицах проведено 80 локальных отработок по стабилизации уличной преступности в наиболее криминогенных местах. В целях обеспечения оперативного реагирования на совершаемые уголовные правонарушения в соответствии с графиком, проводятся учебно-тренировочные занятия по характерным уличным преступлениям: «Грабеж чужого имущества» и «Групповая драка», что в свою очередь оказывает положительное влияние на раскрытие данных видов преступлений. На наиболее аварийно-опасных участках автодорог дополнительно организовано несение службы мобильными экипажами из числа сотрудников полка патрульной полиции и других заинтересованных служб ДП. В целях повышения транспортной дисциплины среди водителей, совместно с представителями заинтересованных органов и ведомств, в т.ч. средств массовой информации, проводились целенаправленные профилактические мероприятия и отработки (проведены 13 профилактических и рейдовых мероприятий, такие как «Пьяный водитель», «Автобус», «Безопасная дорога», «Мотоциклист» и др.). Активизирована работа по выявлению административных правонарушений, имеющих профилактическое значение. Совместно с заинтересованными органами ежеквартально осуществляются широкомасштабные акции по формированию в обществе «нулевой терпимости» к правонарушениям и беспорядку. Увеличены показатели работы по выявлению нарушений за распитие алкогольных напитков и появление в пьяном виде на 2,3% (с 20086 до 20551), законодательства по реализации алкогольной продукции – на 2,6% (с 621 до 637). За рассматриваемый период отмечается снижение нарушений правил благоустройства территории на 2,7% (с 21699 до 21111) и содержания собак и кошек – на 2,7% (с 8295 до 8074).

### **12.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона**

По итогам 2020 года заболеваемость туберкулезом снижена на 20,2% (с 43,5 на 100 тысяч населения за 2019 год до 34,7 на 100 тысяч населения за 2020 год, с 599 чел. до 477).

За 2020 год смертность от туберкулеза снижена на 13,1% (с 3,8 на 100 тысяч населения за 2019 год до 3,3 на 100 тысяч населения за 2020 году, с 53 человек до 45).

Смертность от злокачественных новообразований несмотря на напряженную эпидемиологическую ситуацию, составила 94,5% (1301 случай). Показатель распространенности ВИЧ-инфекции среди населения 15-49 лет составил 0,5.

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

Для предотвращения распространения заболевания с 16 марта до 11 мая 2020 года в РК был введен режим ЧП. После снятия режима ЧП были введены карантинные меры, которые действуют по настоящее время.

По официальной статистике по состоянию на 09 июня 2021 года в Республике Казахстан выявлено 396832 лабораторно подтвержденных случаев заражения.

В Карагандинской области отмечается улучшение эпидемиологической ситуации. Сегодня по темпам распространения коронавирусной инфекции регион перешёл из «красной» зоны в «жёлтую».

За прошедшие сутки (на 08 июня 2021 года) в области зарегистрировано 142 новых случая заражения COVID-19. Еще 264 жителя Карагандинского региона выздоровели от COVID-19. Всего от коронавирусной инфекции в стране выздоровели 370871 жителей, в Карагандинской области – 32219.

Касательно пандемии коронавирусной инфекции, в области работает 4899 инфекционных коек, в том числе 399 коек реанимации. Загруженность коечного фонда составляет 36% и 19% - коек реанимации. В резерве находится 340 коек.

В области осуществляют деятельность 50 организаций ПМСП, создано 288 мобильных бригад, укомплектованных врачами и средним медицинским персоналом (864 медицинских работника). Для больных КВИ с поражением легких до 20% организовываются стационары на дому с обеспечением наблюдения и предоставлением необходимых лекарств.

Открыт единый консультативный центр по вопросам КВИ при областной клинической больнице, к работе которого в круглосуточном режиме привлечены инфекционисты, пульмонологи и прочие врачи.

Больные, находящиеся на диспансерном учете, обеспечены трехмесячным запасом лекарственных средств. В инфекционных стационарах обеспечен трехмесячный запас

лекарственных препаратов, средств индивидуальной защиты и изделий медицинского назначения.

В области 26 компьютерных томографов, из них 22 – задействованы в диагностике поражений лёгочной системы у пациентов с КВИ, закуплено 40 цифровых рентген-аппаратов, функционирует 364 ИВЛ-аппарата (в т.ч. 242 – приобретено в 2020 г.), установлено 2800 концентраторов кислорода и много другое.

В 26 госпиталях установлены централизованные системы подачи медицинских газов (всего 910 точек). Обеспечена работа 10 ПЦР-лабораторий с суточной мощностью 15,6 тыс. проб в сутки. Таким образом, в области имеется готовность к возможной новой волне коронавирусной инфекции. Продолжается кампания вакцинации от коронавируса.

Развернуто 115 прививочных кабинетов пропускная способность 8050 человек в день, оснащенных специализированным холодильным оборудованием (в 2020 г. закуплено 99 медицинских морозильников). Отработана логистика доставки вакцины в регионы. Приобретено 115 термоконтейнеров для перевозки вакцины на небольшие расстояния, в отдаленные города и районы вакцина доставляется в рефрижераторах, с соблюдением холодовой цепи.

В области иммунизировано 146037 первым компонентом и 72713 – вторым. Населению доступна запись на вакцинацию через личный кабинет E-gov и Damumed.

Большая часть вакцины остается в Караганде, остальной объем распределен между моногородами и районами. Для проведения иммунизации в максимально короткие сроки (до 1 июля 2021 г.) помимо центров вакцинации в поликлиниках, открыты прививочные кабинеты в крупных торговых центрах (в Караганде: Таир, Абзал, Глобал-Сити, Умай, ЦУМ, Алем, ГрандСтор, в Темиртау: ТД БУМ).

Используются передвижные медицинские комплексы для вакцинации населения в парках культуры и отдыха, в сельских населенных пунктах. Составлен краткосрочный план по охвату работников промышленных предприятий области, активность и приверженность после проведения информационно-разъяснительной работы повысилась.

В промышленные предприятия иммунизацию проводят выездные прививочные бригады, их в области свыше 45.

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 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 подъёму 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 населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 190 км), г. Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж/д станция Жосалы (к юго-западу 160 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, повыситься 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, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении 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 газозадушной 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, грифонообразование, 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 сформированной 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 противобандитное 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. Грифонообразование. 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 Юго-Западный Карабулак сведена в таблицу 15.1.2.

**Таблица 15.1.2 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Юго-Западный Карабулак**

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 Юго-Западный Карабулак 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 Юго-Западный Карабулак 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 Юго-Западный Карабулак.

## 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 Юго-Западный Карабулак АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» производит ежегодно по факту образования.

### **16.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде**

Платежи за размещение отходов производства и потребления АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ» будет производить ежегодно по факту образования.

## **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 Юго-Западный Карабулак по состоянию на 01.04.2019 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 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.

15. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.
16. «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174;
17. «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20.03.2015 года.
18. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
19. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемосточникам, 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.
20. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
21. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
22. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
23. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.
24. «Классификатор отходов» Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
25. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
26. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности».
27. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».
28. «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г.
29. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №169 от 28.02.2015 г.

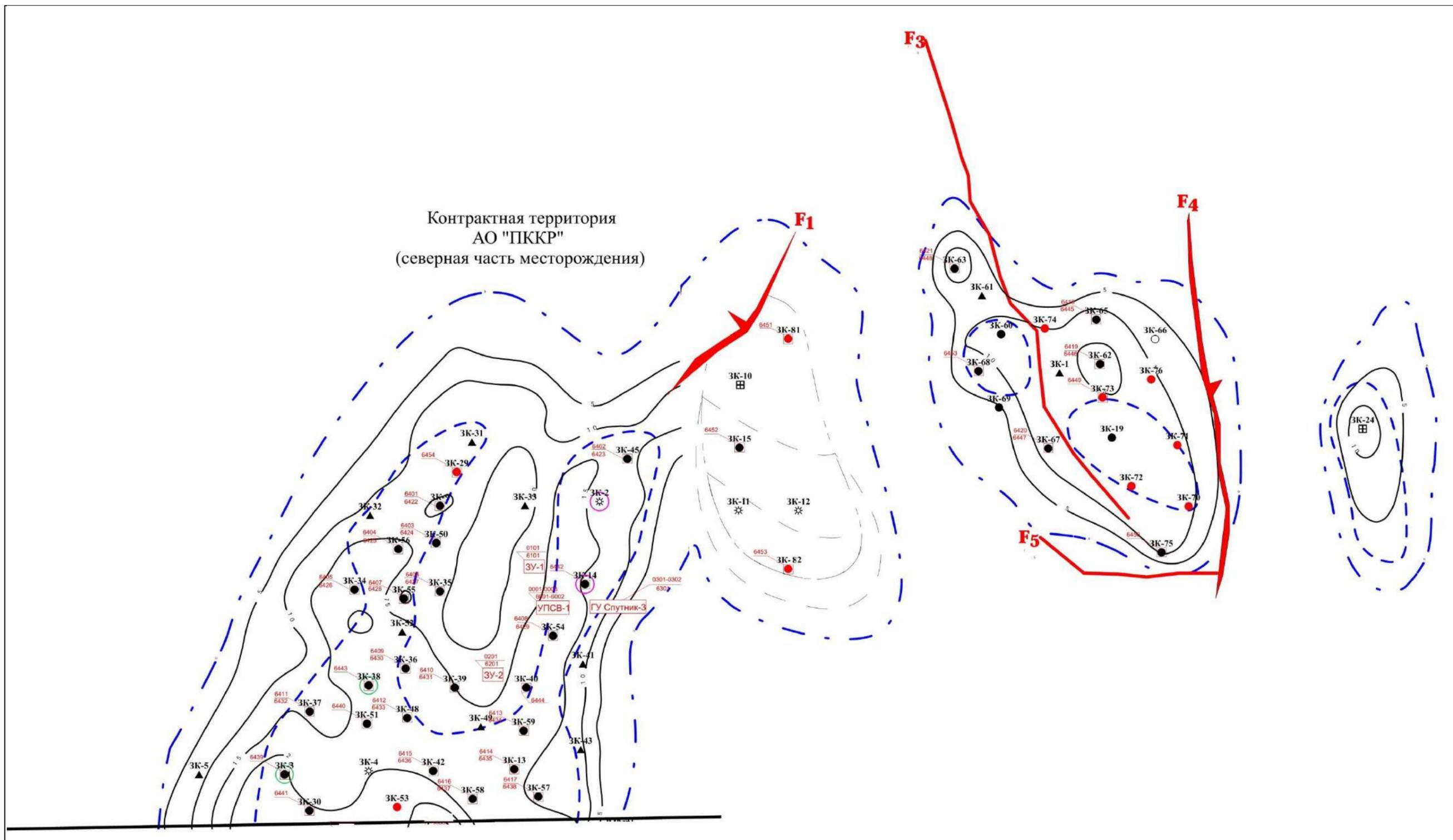
30. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
31. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
32. «Гигиенические нормативы к безопасности окружающей среды (почве)», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 25.06.2015 № 452.
33. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
34. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
35. Статистические данные по Карагандинской области.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

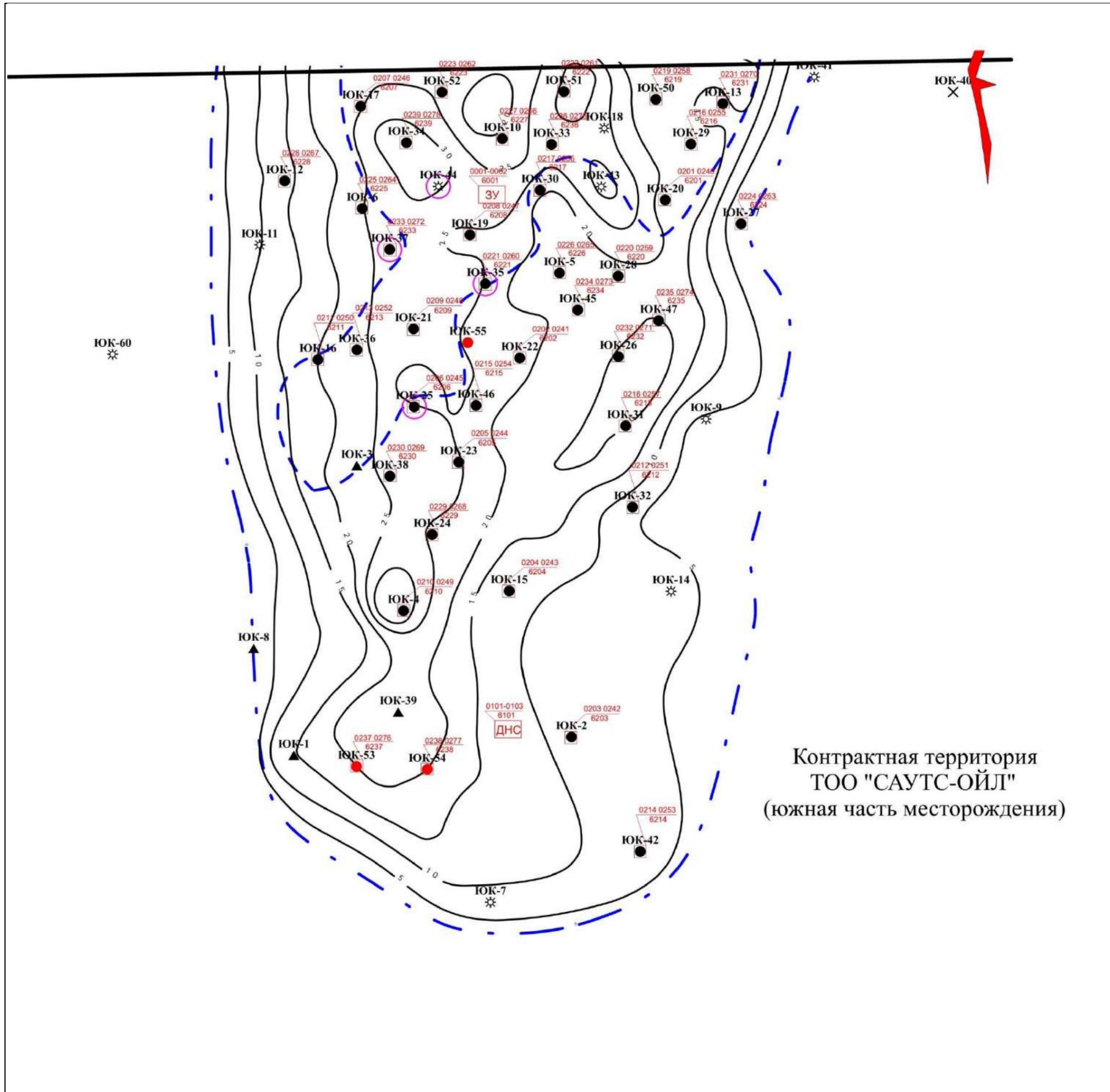
1. Приложение 1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Расчеты выбросов ЗВ в атмосферу для АО «ПККР» и ТОО «САУТС-ОЙЛ».
3. Приложение 3 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для АО «ПККР» и ТОО «САУТС-ОЙЛ».
4. Приложение 4 - Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в виде карт-схем изолиний АО «ПККР» и ТОО «САУТС-ОЙЛ».
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз».

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 1**





Территория АО «ПККР» на месторождении Юго-Западный Карабулак



Контрактная территория  
ТОО "САУТС-ОЙЛ"  
(южная часть месторождения)

Территория ТОО «САУТС-ОЙЛ» на месторождении Юго-Западный Карабулак

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 2**



## Расчеты выбросов загрязняющих веществ (АО «ПКР»)

**Источник: 0001**

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008 г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2012

Площадка: **Рекомендуемый вариант 1.**

Цех: Карабулак Ю/З АО «ПКР».

Наименование: Дежурная горелка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек. мас.	Плотность
Метан (CH <sub>4</sub> )	43.6457	24.5483882	16.043	0.7162
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	11.2411	11.8505409	30.07	1.3424
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	16.9953	26.2744610	44.097	1.9686
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	9.5143	19.3877884	58.124	2.5948
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	1.9782	5.00389846	72.151	3.2210268
Азот (N <sub>2</sub> )	12.9495	12.7190614	28.016	1.2507
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0.1399	0.21586135	44.011	1.9648

Молярная масса смеси  $M$ , кг/моль (прил.3, (5)): 28.52358199

Плотность сжигаемой смеси  $R_o$ , кг/м<sup>3</sup>: 1.2572

Показатель адиабаты  $K$  (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.02584473$$

где  $(K_i)$  - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$  - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси  $W_{зв}$ , м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.02584473 * (30 + 273) / 28.52358199)^{0.5} = 302.0516362$$

где  $T_o$  - температура смеси, град.С;

Объемный расход  $V$ , м<sup>3</sup>/с: 0.00035

Скорость истечения смеси  $W_{ист}$ , м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (r_i * d^2) = 4 * 0.00035 / (3.141592654 * 0.15^2) = 0.019805948$$

Массовый расход  $G$ , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.00035 * 1.2572 = 0.44002$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к.  $W_{ист} / W_{зв} = 0.000065571 < 0.2$ , горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси  $n$ : 0.9984

Массовое содержание углерода  $[C]_M$ , % (прил.3, (8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 3.536) * 28.5235820) = 72.04883356$$

где  $x_i$  - число атомов углерода;

$[нег]_O$  - общее содержание негорючих примесей, %: 3.536;

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	0.0088
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0011
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0002
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0002
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0009

Мощность выброса диоксида углерода  $M_{CO2}$ , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{ch4} - M_C = 0.01 * 0.4400200 * (3.67 * 0.9984000 * 72.0488336 + 0.2158614) - 0.0088004 - 0.0002200 - 0.0008800 = 1.152685235$$

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)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH4]_O + 152 * [C2H6]_O + 218 * [C3H8]_O + 283 * [C4H10]_O + 349 * [C5H12]_O + 56 * [H2S]_O = 85.5 * 43.6457 + 152 * 11.2411 + 218 * 16.9953 + 283 * 9.5143 + 349 * 1.9782 + 56 * 0 = 12528.26865$$

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):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (28.52358199)^{0.5} = 0.256355872$$

Объемное содержание кислорода  $[O2]_O$ , %:

$$[O2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 0.101720025$$

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):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0.101720025) = 13.76490041$$

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):

$$V_{ПС} = 1 + V_o = 1 + 13.76490041 = 14.76490041$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси  $C_{ПС}$ , ккал/(м<sup>3</sup> \* град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения  $T_G$ , град.С (10):

$$T_G = T_o + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (12528.26865 * (1 - 0.256355872) * 0.9984) / (14.76490041 * 0.4) = 1604.96269$$

где  $T_o$  - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что  $1500 < T_o < 1800$ ,  $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения  $T_G$ , град.С (10):

$$T_G = T_o + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (12528.26865 * (1 - 0.256355872) * 0.9984) / (14.76490041 * 0.39) = 1645.346348$$

#### 4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси  $V_1$ , м<sup>3</sup>/с (14):

$$V_1 = V * V_{ПС} * (273 + T_G) / 273 = 0.00035 * 14.76490041 * (273 + 1645.346348) / 273 = 0.036313068$$

Длина факела  $L_{фН}$ , м:

$$L_{фН} = 15 * d = 15 * 0.15 = 2.25$$

Высота источника выброса вредных веществ  $H$ , м (16):

$$H = L_{фН} + h_в = 2.25 + 25 = 27.25$$

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):

$$D_ф = 0.14 * L_{фН} + 0.49 * d = 0.14 * 2.25 + 0.49 * 0.15 = 0.3885$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ( $W_o$ ), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 0.036313068 / 0.3885^2 = 0.305551636$$

#### 6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс  $i$ -ого вредного вещества рассчитывается по формуле  $P_i$ , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * t * M_i$$

где  $t$  - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.0088	0.2775
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0011	0.0333
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	0.0054
0410	Метан (727*)	0.0002	0.0069
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0009	0.0278

Источники №0002-0003. РГС V-75 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	№р	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год} = (Y_{O_3} * B_{O_3} + Y_{Vл} * B_{Vл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{ХР} * K_{НП}$		
Объем одного резервуара	V	75	м <sup>3</sup>			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	B <sub>O3</sub>	15622,5	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	B <sub>Vл</sub>	15622,5	т	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * K_p^{max} * V_ч^{max} / 3600$		
Диаметр	d	0,1	м			
<b>Расчетные показатели:</b>						
Опытный коэффициент (приложение 8)				K <sub>p</sub> <sup>max</sup>	0,1	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из емкости во время закачки				V <sub>ч</sub> <sup>max</sup>	12	м <sup>3</sup> /час
Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре (приложение 12)				C <sub>1</sub>	665	г/м <sup>3</sup>
Средние удельные выбросы из рез-ов в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				Y <sub>O3</sub>	571	г/т
				Y <sub>Vл</sub>	620	
Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)				G <sub>ХР</sub>	0,27	т/год
Опытный коэффициент (приложение 12)				K <sub>НП</sub>	0	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,2217	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	1,8606	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод.	Количество выбросов	
	Ci, % масс.	г/с	т/год
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5	72,46	0,1606	1,3482
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10	26,8	0,0594	0,4987
0602.Бензол	0,35	0,0008	0,0065
0621.Метилбензол	0,22	0,0005	0,0041
0616.Диметилбензол	0,11	0,0002	0,0020
0333.Сероводород	0,06	0,0001	0,0011

Объем выбросов всего		0,0033
$V = V_ч^{max} / 3600$	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	м/с	0,4246
$w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 2 ед



**Источник загрязнения № 6001, Оборудование УПСВ-1. ЗРА и ФС**

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i \cdot \pi_i \cdot \chi_i \cdot C_i) / 3,6$$

где  $g_i$  – величина утечки потока  $i$ -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

$\pi_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке  $i$ -го вида, шт.;

$\chi_i$  – доля уплотнений на потоке  $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

**1. Скруббер**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	10	0,365	0,94	8760	0,0124	0,3907
Фланцы	0,00038	20	0,05	0,94	8760	0,0001	0,0031
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0125</b>	<b>0,3939</b>

**2. Дренажная емкость V-63 м3**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	10	0,365	0,94	8760	0,0124	0,3907
Фланцы	0,00038	20	0,05	0,94	8760	0,00010	0,0031
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0125</b>	<b>0,3939</b>

**3. Конденсатосборник**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	4	0,365	0,94	8760	0,0050	0,1563
Фланцы	0,00038	5	0,05	0,94	8760	0,00002	0,0008
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0050</b>	<b>0,1571</b>

**4. Трехфазный сепаратор V-100 м3**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	4	0,365	0,94	8760	0,0050	0,1563
Фланцы	0,00038	5	0,05	0,94	8760	0,00002	0,0008
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0050</b>	<b>0,1571</b>

Итого на источник:	г/с	т/год
Углеводороды С1-С5	<b>0,03494</b>	<b>1,10185</b>

**Источник №6002-Насосы на площадке УПСВ-1**

№	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6
<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	п	шт	11	
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0	
<b>2. Расчет:</b>					
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q/3,6$	<b>M<sub>сек</sub></b>	<b>г/с</b>	$0,01 \cdot 11 / 3,6$	<b>0,03056</b>
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,46	0,02214
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8	0,00819
0602	бензол		%	0,35	0,00011
0621	метилбензол		%	0,22	0,00007
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11	0,000034
0333	сероводород		%	0,06	0,000018
	$M_{год} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3}$ (т/год),	<b>M<sub>год</sub></b>	<b>т/год</b>	$0,01 \cdot 11 \cdot 8760,0 \cdot 0,001$	<b>0,96360</b>
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,46	0,69822
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8	0,25824
0602	бензол		%	0,35	0,00337
0621	метилбензол		%	0,22	0,00212
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11	0,00106
0333	сероводород		%	0,06	0,00058
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	<b>Q</b>	<b>кг/ч</b>	0,01	

**Источники №0101. Печь подогрева ПП-0,63**

**Исходные данные:**

**Расчетные формулы:**

Тепловая мощность печи		МВт	0,73	<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> $P_{NO_x}=Vr \cdot C_{NO_x}$
Диаметр трубы	d	м	0,2	
Высота трубы	H	м	5	
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	50,0	
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	438000,0	
Расход газа на печь	V	кг/час	62,86	
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,2572	
Содержание серы		%	0	
Число горелок		шт.	1	
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0	
Время работы		час/год	8760	
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				
				г/с
				т/год
				0,09429
				<b>0,0262</b>
				<b>0,8260</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час
				г/с
				т/год
				0,1423
				г/с
				т/год
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )				<b>0,0316</b>
				<b>0,9972</b>
Оксид азота (NO)				<b>0,00514</b>
				<b>0,1620</b>
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час				2628,0
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
				798,4
				0,2218
α - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)				1
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)				1,62
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>				0,00018
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час <b>Q<sub>ф</sub>=29.4*Э*В/n</b>				2993,9
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V <sub>cr</sub> /V <sub>r</sub>				0,81
Q <sub>ф</sub> /Q <sub>p</sub>				1,1392
Средняя скорость газовой смеси, м/с <b>w=(4*V<sub>r</sub>)/(3.14*d<sup>2</sup>)</b>				<b>7,0627</b>

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 1 ед.

**Источник загрязнения № 6101, Оборудование ЗУ-1. ЗРА и ФС**

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где  $g_i$  – величина утечки потока  $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час;

$n_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке  $i$ -го вида, шт.;

$\chi_i$  – доля уплотнений на потоке  $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

**1. Дренажная емкость V-2 м3**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	2	0,365	0,94	8760	0,0025	0,0781
Фланцы	0,00038	4	0,05	0,94	8760	0,00002	0,0006
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0025</b>	<b>0,0788</b>

**2. Камера запуска и приема скребка**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	2	0,365	0,94	8760	0,0025	0,0781
Фланцы	0,00038	4	0,05	0,94	8760	0,00002	0,0006
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0025</b>	<b>0,0788</b>

**3. Сепаратор**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	10	0,365	0,94	8760	0,0124	0,3907
Фланцы	0,00038	20	0,05	0,94	8760	0,00010	0,0031
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0125</b>	<b>0,3939</b>

**4. Манifold**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	9	0,365	0,94	8760	0,0112	0,3517
Фланцы	0,00038	18	0,05	0,94	8760	0,00009	0,0028
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0112</b>	<b>0,3545</b>

**5. ЗРА и ФС площадки ЗУ-1**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	20	0,365	0,94	8760	0,0248	0,7814
Фланцы	0,00038	40	0,05	0,94	8760	0,00020	0,0063
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0250</b>	<b>0,7877</b>

Итого на источник:	г/с	т/год
Углеводороды С1-С5	<b>0,05370</b>	<b>1,69356</b>

**Источники №0201. Печь подогрева ПП-0,63**

**Исходные данные:**

**Расчетные формулы:**

Тепловая мощность печи		МВт	0,73	<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> $P_{NO_x}=Vr \cdot C_{NO_x}$															
Диаметр трубы	d	м	0,2																
Высота трубы	H	м	5																
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	50,0																
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	384000,0																
Расход газа на печь	V	кг/час	62,86																
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,2572																
Содержание серы		%	0																
Число горелок		шт.	1																
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0																
Время работы		час/год	7680																
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>					<table border="1"> <thead> <tr> <th>кг/час</th> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,09429</td> <td><b>0,0262</b></td> <td><b>0,7241</b></td> </tr> </tbody> </table>	кг/час	г/с	т/год	0,09429	<b>0,0262</b>	<b>0,7241</b>								
кг/час	г/с	т/год																	
0,09429	<b>0,0262</b>	<b>0,7241</b>																	
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				<table border="1"> <thead> <tr> <th>кг/час</th> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,1423</td> <td>0,0395</td> <td>1,0928</td> </tr> <tr> <td></td> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> <tr> <td>Диоксид азота (NO<sub>2</sub>)</td> <td><b>0,03162</b></td> <td><b>0,8742</b></td> </tr> <tr> <td>Оксид азота (NO)</td> <td><b>0,00514</b></td> <td><b>0,14206</b></td> </tr> </tbody> </table>	кг/час	г/с	т/год	0,1423	0,0395	1,0928		г/с	т/год	Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	<b>0,03162</b>	<b>0,8742</b>	Оксид азота (NO)	<b>0,00514</b>	<b>0,14206</b>
кг/час	г/с	т/год																	
0,1423	0,0395	1,0928																	
	г/с	т/год																	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	<b>0,03162</b>	<b>0,8742</b>																	
Оксид азота (NO)	<b>0,00514</b>	<b>0,14206</b>																	
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час				2628,0															
V <sub>r</sub> - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: <b>V<sub>r</sub>=7.84*α*В*Э</b>				<table border="1"> <thead> <tr> <th>м<sup>3</sup>/час</th> <th>м<sup>3</sup>/сек</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>798,4</td> <td>0,2218</td> </tr> </tbody> </table>	м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	798,4	0,2218											
м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек																		
798,4	0,2218																		
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)				1															
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)				1,62															
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>				0,00018															
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час <b>Q<sub>ф</sub>=29.4*Э*В/n</b>				2993,9															
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V <sub>cr</sub> /V <sub>r</sub>				0,81															
Q <sub>ф</sub> /Q <sub>p</sub>				1,1392															
Средняя скорость газовой смеси, м/с <b>w=(4*V<sub>r</sub>)/(3.14*d<sup>2</sup>)</b>				<b>7,0627</b>															

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 1 ед.



**Источник загрязнения № 6201, Оборудование ЗУ-2. ЗРА и ФС**

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где  $g_i$  – величина утечки потока  $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час;

$n_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке  $i$ -го вида, шт.;

$\chi_i$  – доля уплотнений на потоке  $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

**1. Дренажная емкость V-8 м3**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	$C_i$ -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	10	0,365	0,94	8760	0,0124	0,3907
Фланцы	0,00038	20	0,05	0,94	8760	0,00010	0,0031
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0125</b>	<b>0,3939</b>

**2. Сепаратор**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	$C_i$ -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	10	0,365	0,94	8760	0,0124	0,3907
Фланцы	0,00038	20	0,05	0,94	8760	0,00010	0,0031
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0125</b>	<b>0,3939</b>

**3. Манифольд**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида,	$C_i$ -массовая концентрация вредного	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	9	0,365	0,94	8760	0,0112	0,3517
Фланцы	0,00038	19	0,05	0,94	8760	0,00009	0,0030
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0112</b>	<b>0,3546</b>

**4. ЗРА и ФС площадки ЗУ-2**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида,	$C_i$ -массовая концентрация вредного	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	9	0,365	0,94	8760	0,0112	0,3517
Фланцы	0,00038	18	0,05	0,94	8760	0,00009	0,0028
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0112</b>	<b>0,3545</b>

Итого на источник:	г/с	т/год
Углеводороды С1-С5	<b>0,04746</b>	<b>1,49679</b>

**Источники №0301. Печь подогрева ПП-0,63**

**Исходные данные:**

**Расчетные формулы:**

Тепловая мощность печи		МВт	0,73	<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> $P_{NO_x}=Vr \cdot C_{NO_x}$															
Диаметр трубы	d	м	0,2																
Высота трубы	H	м	5																
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	45,00																
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	162000,0																
Расход газа на печь	V	кг/час	56,57																
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,2572																
Содержание серы		%	0																
Число горелок		шт.	1																
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0																
Время работы		час/год	3600																
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>					<table border="1"> <thead> <tr> <th>кг/час</th> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,084861</td> <td><b>0,0236</b></td> <td><b>0,3055</b></td> </tr> </tbody> </table>	кг/час	г/с	т/год	0,084861	<b>0,0236</b>	<b>0,3055</b>								
кг/час	г/с	т/год																	
0,084861	<b>0,0236</b>	<b>0,3055</b>																	
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				<table border="1"> <thead> <tr> <th>кг/час</th> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,1153</td> <td>0,0320</td> <td>0,4149</td> </tr> <tr> <td></td> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> <tr> <td>Диоксид азота (NO<sub>2</sub>)</td> <td><b>0,02561</b></td> <td><b>0,3319</b></td> </tr> <tr> <td>Оксид азота (NO)</td> <td><b>0,00416</b></td> <td><b>0,05394</b></td> </tr> </tbody> </table>	кг/час	г/с	т/год	0,1153	0,0320	0,4149		г/с	т/год	Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	<b>0,02561</b>	<b>0,3319</b>	Оксид азота (NO)	<b>0,00416</b>	<b>0,05394</b>
кг/час	г/с	т/год																	
0,1153	0,0320	0,4149																	
	г/с	т/год																	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	<b>0,02561</b>	<b>0,3319</b>																	
Оксид азота (NO)	<b>0,00416</b>	<b>0,05394</b>																	
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час				2628,0															
V <sub>r</sub> - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: <b>V<sub>r</sub>=7.84*α*В*Э</b>				<table border="1"> <thead> <tr> <th>м<sup>3</sup>/час</th> <th>м<sup>3</sup>/сек</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>718,5</td> <td>0,1996</td> </tr> </tbody> </table>	м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	718,5	0,1996											
м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек																		
718,5	0,1996																		
α - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)				1															
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)				1,62															
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>				0,00016															
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час <b>Qф=29.4*Э*В/n</b>				2694,5															
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа V <sub>cr</sub> /V <sub>r</sub>				0,81															
Qф/Qp				1,0253															
Средняя скорость газозоудшной смеси, м/с <b>w=(4*Vr)/(3.14*d<sup>2</sup>)</b>				<b>6,3565</b>															

Расчет выполнен на 1 печь, всего - 1 ед.



**Источник № 0302. Дренажная емкость 8 м3**

**Исходные данные:**

**Расчетные формулы:**

Количество резервуаров	<b>№</b>	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (6.2.2): $G_{т/год} = (Y_{O_3} * B_{O_3} + Y_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{ХР} * K_{НП}$		
Объем одного резервуара	<b>V</b>	8	м <sup>3</sup>			
Количество закачиваемого в емкость в осенне-зимний период года	<b>B<sub>O3</sub></b>	3,44	т			
Количество закачиваемого в емкость в весенне-летний период года	<b>B<sub>вл</sub></b>	3,44	т			
Диаметр	<b>d</b>	0,1	м	Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$		
<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>ч</sub><sup>max</sup></b>	12	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 резервуаров в осенне-зимний и весенне-летний период года (приложение 12)				<b>Y<sub>O3</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>	0,027	т/год
Опытный коэффициент (приложение 12)				<b>K<sub>НП</sub></b>	0	

**Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара**

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,2217</b>	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,00041</b>	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. C <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415.Смесь углеводородов предельных C1-C5	72,46	0,1606	0,0003
0416.Смесь углеводородов предельных C6-C10	26,8	0,0594	0,0001
0602.Бензол	0,35	0,0008	0,000001
0621.Метилбензол	0,22	0,0005	0,0000009
0616.Диметилбензол	0,11	0,0002	0,0000005
0333.Сероводород	0,06	0,0001	0,0000002

Объем выбросов всего		<b>0,0033</b>
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси	<b>м/с</b>	<b>0,4246</b>
$w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$		

Расчет выполнен на 1 резервуар, всего 1 ед

**Источник загрязнения № 6301, Оборудование ГУ Спутник-3 . ЗРА и ФС**

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * \pi_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g<sub>i</sub> – величина утечки потока i-го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

π<sub>i</sub> – число неподвижных уплотнений на потоке i-го вида, шт.;

χ<sub>i</sub> – доля уплотнений на потоке i-го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

**1. Газовый скруббер**

Источник выделения	g <sub>i</sub> - величина утечки потока i-го вида через одно уплотнение, кг/час	π <sub>i</sub> - число неподвижных уплотнений на потоке i-го вида, шт.	χ <sub>i</sub> – доля уплотнений на потоке i-го вида, потерявших герметичность, в долях	C <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	T час/год		
						г/с	т/год
Фланцы	0,00038	11	0,05	0,94	8760	0,00005	0,0017
выброс углеводородов пред. C1-C5						<b>0,00005</b>	<b>0,0017</b>

**2.ЗРА и ФС площадки ГУ Спутник-3 .**

Источник выделения	g <sub>i</sub> - величина утечки потока i-го вида через одно уплотнение, кг/час	π <sub>i</sub> - число неподвижных уплотнений на потоке i-го вида, шт.	χ <sub>i</sub> – доля уплотнений на потоке i-го вида, потерявших герметичность, в долях	C <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	T час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	9	0,365	0,94	8760	0,0112	0,3517
Фланцы	0,00038	18	0,05	0,94	8760	0,00009	0,0028
выброс углеводородов пред. C1-C5						<b>0,0112</b>	<b>0,3545</b>

<b>Итого на источник:</b>	<b>г/с</b>	<b>т/год</b>
Углеводороды C1-C5	<b>0,01129</b>	<b>0,35619</b>



Источник №6401-6421-Насос на площадке скважины

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6
<b>1. Исходные данные:</b>					
1.1	Количество насосов	п	шт	1	
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0	
<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	$0,01 * 1 / 3,6$	<b>0,00278</b>
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,46	0,00201
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8	0,00074
0602	бензол		%	0,35	0,00001
0621	метилбензол		%	0,22	0,00001
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11	0,000003
0333	сероводород		%	0,06	0,000002
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год	$0,01 * 1 * 8760,0 * 0,001$	<b>0,08760</b>
0415	углеводороды предельные С1-С5		%	72,46	0,06347
0416	углеводороды предельные С6-С10		%	26,8	0,02348
0602	бензол		%	0,35	0,00031
0621	метилбензол		%	0,22	0,00019
0616	диметилбензол(смесь о-, м-, п- изомеров)		%	0,11	0,00010
0333	сероводород		%	0,06	0,00005
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,01	

Расчет выполнен на 1 насос скважины, всего - 21 ед.

Источник загрязнения № 6422-6454. Площадка скважины. ЗРА и ФС

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где  $g_i$  – величина утечки потока  $i$ -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

$n_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке  $i$ -го вида, шт.;

$\chi_i$  – доля уплотнений на потоке  $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

1. Площадка скважины

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	9	0,365	0,94	8760	0,0112	0,3517
Фланцы	0,00038	18	0,05	0,94	8760	0,00009	0,0028
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0112</b>	<b>0,3545</b>

Итого на источник:	г/с	т/год
Углеводороды С1-С5	<b>0,01124</b>	<b>0,35447</b>

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 33 ед.



**Расчеты выбросов загрязняющих веществ  
(ТОО «САУТС-ОЙЛ»)**

Источник загрязнения №0001-0002, Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		МВт	0,73	<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> $P_{NOx} = V_r \cdot C_{NOx}$															
Диаметр трубы	d	м	0,25																
Высота трубы	H	м	3,5																
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	100,0																
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	350400																
Расход газа на печь	B	кг/час	144,41																
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,4441																
Содержание серы		%	0																
Число горелок		шт.	1																
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0																
Время работы		час/год	3504																
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>					<table border="1"> <thead> <tr> <th>кг/час</th> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,2166</td> <td><b>0,0602</b></td> <td><b>0,7590</b></td> </tr> </tbody> </table>	кг/час	г/с	т/год	0,2166	<b>0,0602</b>	<b>0,7590</b>								
кг/час	г/с	т/год																	
0,2166	<b>0,0602</b>	<b>0,7590</b>																	
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				<table border="1"> <thead> <tr> <th>кг/час</th> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0,6597</td> <td>0,1833</td> <td>2,3117</td> </tr> <tr> <td></td> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> <tr> <td>Диоксид азота (NO<sub>2</sub>)</td> <td><b>0,1466</b></td> <td><b>1,8494</b></td> </tr> <tr> <td>Оксид азота (NO)</td> <td><b>0,0238</b></td> <td><b>0,3005</b></td> </tr> </tbody> </table>	кг/час	г/с	т/год	0,6597	0,1833	2,3117		г/с	т/год	Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	<b>0,1466</b>	<b>1,8494</b>	Оксид азота (NO)	<b>0,0238</b>	<b>0,3005</b>
кг/час	г/с	т/год																	
0,6597	0,1833	2,3117																	
	г/с	т/год																	
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )	<b>0,1466</b>	<b>1,8494</b>																	
Оксид азота (NO)	<b>0,0238</b>	<b>0,3005</b>																	
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час				2628															
V <sub>r</sub> - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: <b>V<sub>r</sub> = 7.84 * α * B * Э</b>				<table border="1"> <thead> <tr> <th>м<sup>3</sup>/час</th> <th>м<sup>3</sup>/сек</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1698,3</td> <td><b>0,4717</b></td> </tr> </tbody> </table>	м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек	1698,3	<b>0,4717</b>											
м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сек																		
1698,3	<b>0,4717</b>																		
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) * 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>				0,000388															
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час <b>Q<sub>ф</sub> = 29.4 * Э * B / n</b>				6368,5															
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				<table border="1"> <tbody> <tr> <td>V<sub>cr</sub>/V<sub>r</sub></td> <td>0,83</td> </tr> <tr> <td>Q<sub>ф</sub>/Q<sub>p</sub></td> <td>2,4233</td> </tr> </tbody> </table>	V <sub>cr</sub> /V <sub>r</sub>	0,83	Q <sub>ф</sub> /Q <sub>p</sub>	2,4233											
V <sub>cr</sub> /V <sub>r</sub>	0,83																		
Q <sub>ф</sub> /Q <sub>p</sub>	2,4233																		
Средняя скорость газовой смеси, м/с <b>w = (4 * V<sub>r</sub>) / (3.14 * d<sup>2</sup>)</b>				<b>9,62</b>															

Расчет выполнен на 1 печь подогрева. всего - 2 ед.



**Источник загрязнения №6001, Оборудование ЗУ. ЗРА и ФС**

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * \pi_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где  $g_i$  – величина утечки потока  $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час;

$\pi_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке  $i$ -го вида, шт.;

$\chi_i$  – доля уплотнений на потоке  $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

**1. Вертикальный насос**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	2	0,365	1	8760	0,0026	0,0831
Фланцы	0,00038	4	0,05	1	8760	0,00002	0,0007
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,00266</b>	<b>0,0838</b>

**2. Мультифазный насос**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	2	0,365	1	8760	0,0026	0,0831
Фланцы	0,00038	4	0,05	1	8760	0,00002	0,0007
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,00266</b>	<b>0,08380</b>

**3. Сепаратор**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	11	0,365	1	8760	0,0145	0,4572
Фланцы	0,00038	22	0,05	1	8760	0,00012	0,0037
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0146</b>	<b>0,4609</b>

**4. Сепаратор тестовый "Спутник"**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	11	0,365	1	8760	0,0145	0,4572
Фланцы	0,00038	22	0,05	1	8760	0,00012	0,0037
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0146</b>	<b>0,4609</b>

**5. Площадка камеры запуска скребка**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$\pi_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	2	0,365	1	8760	0,0026	0,0831
Фланцы	0,00038	4	0,05	1	8760	0,00002	0,0007
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,00266</b>	<b>0,08380</b>

Итого на источник:	г/с	т/год
Углеводороды С1-С5	<b>0,03720</b>	<b>1,17317</b>

**Источник загрязнения №0101-0103, Печь подогрева ПП-0,63**

**Исходные данные:**

**Расчетные формулы:**

Тепловая мощность печи		МВт	0,73	<b>Оксид углерода и метан:</b> $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$ ; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$ ;		
Диаметр трубы	d	м	0,25			
Высота трубы	H	м	3,5			
Расход топливного газа	Q	м <sup>3</sup> /час	100,0			
Расход газа на разогрев нефти	Q	м <sup>3</sup> /год	350400			
Расход газа на печь	B	кг/час	144,41			
Удельный вес газа		кг/м <sup>3</sup>	1,4441		<b>Диоксид азота:</b> $P_{NO_x}=Vr \cdot C_{NO_x}$	
Содержание серы		%	0			
Число горелок		шт.	1			
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0			
Время работы		час/год	3504			
<b>Расчет выбросов оксида углерода и метана:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,2166	<b>0,0602</b>	<b>0,7590</b>
<b>Расчет выбросов оксидов азота:</b>				кг/час	г/с	т/год
				0,6597	0,1833	2,3117
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO <sub>2</sub> )					<b>0,1466</b>	<b>1,8494</b>
Оксид азота (NO)					<b>0,0238</b>	<b>0,3005</b>
Q <sub>p</sub> - расчетная теплопроизводительность печи, МДж/час				2628		
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	
				1698,3	<b>0,4717</b>	
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>				0,000388		
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час <b>Q<sub>ф</sub>=29.4*Э*В/n</b>				6368,5		
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>	2,4233	
Средняя скорость газозооушной смеси, м/с <b>w=(4*V<sub>r</sub>)/(3.14*d<sup>2</sup>)</b>				<b>9,62</b>		

Расчет выполнен на 1 печь подогрева. всего - 3 ед.

**Источник загрязнения №6101, Оборудование ДНС. ЗРА и ФС**

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где  $g_i$  – величина утечки потока  $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час;

$n_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке  $i$ -го вида, шт.;

$\chi_i$  – доля уплотнений на потоке  $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

**1. Насос для перекачки нефти**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	2	0,365	1	8760	0,0026	0,0831
Фланцы	0,00038	4	0,05	1	8760	0,00002	0,0007
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0027</b>	<b>0,0838</b>

**2. Мультифазный насос**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	2	0,365	1	8760	0,0026	0,0831
Фланцы	0,00038	4	0,05	1	8760	0,00002	0,0007
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0027</b>	<b>0,0838</b>

**3. Сепаратор**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	11	0,365	1	8760	0,0145	0,4572
Фланцы	0,00038	22	0,05	1	8760	0,00012	0,0037
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0146</b>	<b>0,4609</b>

**4. Узел учета нефти**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	15	0,365	1	8760	0,0198	0,6235
Фланцы	0,00038	44	0,05	1	8760	0,00023	0,0073
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0200</b>	<b>0,6308</b>

**5. Площадка камеры запуска и приема скребка**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	С <sub>i</sub> -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	4	0,365	1	8760	0,0053	0,1663
Фланцы	0,00038	8	0,05	1	8760	0,00004	0,0013
выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0053</b>	<b>0,1676</b>

Итого на источник:	г/с	т/год
Углеводороды С1-С5	<b>0,04525</b>	<b>1,42690</b>

**Источник загрязнения №0201-0231. Резервуар для нефти.**

Скважина № 20, 22, 2, 15, 23, 25, 17, 19, 21, 4, 16, 32, 36, 42, 46, 29, 30, 31, 50, 28, 35, 51, 52, 27, 6, 5, 10, 12, 24, 38, 13

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	<b>№</b>	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): <b><math>G_{т/год} = 0.294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_c^{cp} * K_{об} * V / (10^7 * \rho_{ж})</math></b>		
Объем резервуара	<b>V</b>	126	м <sup>3</sup>			
Количество нефти закачиваемой в течении года	<b>B</b>	2882,0513	т/год	Максимально-разовый выброс: <b><math>Mг/c = 0.163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max} / 10^4</math></b>		
Время работы	<b>t</b>	8760	час/год			
<b>Расчетные показатели:</b>						
Давление насыщенных паров				<b>P</b>	91	мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				<b>m</b>	69,8	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				<b>K<sub>t</sub><sup>max</sup></b>	0,71	
				<b>K<sub>t</sub><sup>min</sup></b>	0,42	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				<b>K<sub>B</sub></b>	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				<b>K<sub>p</sub><sup>cp</sup></b>	0,1	
				<b>K<sub>p</sub><sup>max</sup></b>	0,1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				<b>K<sub>об</sub></b>	2,5	
				<b>n</b>	28,3	
Плотность нефти				<b>ρ<sub>ж</sub></b>	0,8089	т/м <sup>3</sup>
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				<b>V<sub>ч</sub><sup>max</sup></b>	0,41	м <sup>3</sup> /час

**Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара**

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,0030</b>	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,1880</b>	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	<b>72,46</b>	0,0022	0,1362
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	<b>26,8</b>	0,0008	0,0504
0602. Бензол	<b>0,35</b>	0,000010	0,0007
0621. Метилбензол	<b>0,22</b>	0,00001	0,0004
0616. Диметилбензол	<b>0,11</b>	0,000003	0,0002
0333. Сероводород	<b>0,06</b>	0,000002	0,00011

Объем выбросов всего		<b>0,00011</b>
<b>V = V<sub>ч</sub><sup>max</sup> / 3600</b>	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовой смеси	<b>м/с</b>	<b>0,0576</b>
<b>w = (4 * V) / (3,14 * d<sup>2</sup>)</b>		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 31 ед.

**Источник загрязнения №0232-0238. Резервуар для нефти.**

Скважина № 26, 37, 45, 47, 33, 53, 54

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	<b>№</b>	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): <b><math>G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_c^{cp} \cdot K_{об} \cdot V / (10^7 \cdot \rho_{ж})</math></b>		
Объем резервуара	<b>V</b>	63	м <sup>3</sup>			
Количество нефти закачиваемой в течение года	<b>B</b>	2882,0513	т/год	Максимально-разовый выброс: <b><math>M_{г/с} = 0.163 \cdot P_{зв} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max} / 10^4</math></b>		
Время работы	<b>t</b>	8760	час/год			
<b>Расчетные показатели:</b>						
Давление насыщенных паров				<b>P</b>	91	мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				<b>m</b>	69,8	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				<b>K<sub>t</sub><sup>max</sup></b>	0,71	
				<b>K<sub>t</sub><sup>min</sup></b>	0,42	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				<b>K<sub>B</sub></b>	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				<b>K<sub>p</sub><sup>cp</sup></b>	0,1	
				<b>K<sub>p</sub><sup>max</sup></b>	0,1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				<b>K<sub>об</sub></b>	2	
				<b>n</b>	56,6	
Плотность нефти				<b>ρ<sub>ж</sub></b>	0,8089	т/м <sup>3</sup>
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				<b>V<sub>ч</sub><sup>max</sup></b>	0,41	м <sup>3</sup> /час

**Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара**

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,0030</b>	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,1504</b>	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. С <sub>i</sub> , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	<b>72,46</b>	0,0022	0,1090
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	<b>26,8</b>	0,0008	0,0403
0602. Бензол	<b>0,35</b>	0,00001	0,0005
0621. Метилбензол	<b>0,22</b>	0,00001	0,0003
0616. Диметилбензол	<b>0,11</b>	0,000003	0,0002
0333. Сероводород	<b>0,06</b>	0,000002	0,00009

Объем выбросов всего		<b>0,00011</b>
<b>V = V<sub>ч</sub><sup>max</sup> / 3600</b>	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовой смеси	<b>м/с</b>	<b>0,0576</b>
<b>w = (4 * V) / (3,14 * d<sup>2</sup>)</b>		

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 7 ед.



**Источник загрязнения №0239. Резервуар для нефти.**

**Скважина № 34**

**Исходные данные:**

**Расчетные формулы:**

Количество резервуаров	<b>№р</b>	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): <b><math>G_{т/год} = 0.294 * P_{з8} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_c^{cp} * K_{OB} * V / (10^7 * \rho_{ж})</math></b>		
Объем резервуара	<b>V</b>	80	м <sup>3</sup>			
Количество нефти закачиваемой в течении года	<b>B</b>	2882,0513	т/год	Максимально-разовый выброс: <b><math>Mг/с = 0.163 * P_{з8} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max} / 10^4</math></b>		
Время работы	<b>t</b>	8760	час/год			
<b>Расчетные показатели:</b>						
Давление насыщенных паров				<b>P</b>	91	мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				<b>m</b>	69,8	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				<b><math>K_t^{max}</math></b>	0,71	
				<b><math>K_t^{min}</math></b>	0,42	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				<b><math>K_B</math></b>	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				<b><math>K_p^{cp}</math></b>	0,1	
				<b><math>K_p^{max}</math></b>	0,1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				<b><math>K_{OB}</math></b>	2,25	
				<b>n</b>	44,54	
Плотность нефти				<b><math>\rho_{ж}</math></b>	0,8089	т/м <sup>3</sup>
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				<b><math>V_{ч}^{max}</math></b>	0,407	м <sup>3</sup> /час

**Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара**

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,0030</b>	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	<b>0,1692</b>	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. $C_i$ , % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub>	<b>72,46</b>	0,0022	0,1226
0416. Углеводороды C <sub>6</sub> -C <sub>10</sub>	<b>26,8</b>	0,0008	0,0453
0602. Бензол	<b>0,35</b>	0,00001	0,0006
0621. Метилбензол	<b>0,22</b>	0,00001	0,00037
0616. Диметилбензол	<b>0,11</b>	0,000003	0,00019
0333. Сероводород	<b>0,06</b>	0,000002	0,00010

Объем выбросов всего		<b>0,000113</b>
<b><math>V = V_{ч}^{max} / 3600</math></b>	м <sup>3</sup> /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси <b><math>w = (4 * V) / (3,14 * d^2)</math></b>	<b>м/с</b>	<b>0,0576</b>
--	------------	---------------

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 1 ед.

<b>Источник загрязнения №0240-0278. Нефтеналивная эстакада</b>																																		
<b>Исходные данные:</b>			<b>Расчетные формулы:</b>																															
Количество резервуаров	<b>№р</b>	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0.294 * P_{з8} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_c^{cp} * K_{об} * V / (10^7 * p_{ж})$																														
Объем одного резервуара	<b>V</b>	20	м <sup>3</sup>																															
Количество нефти закачиваемой в течении года	<b>B</b>	2882,0513	т/год	Максимально-разовый выброс: $M_{г/с} = 0.163 * P_{з8} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max} / 10^4$																														
Время работы	<b>T</b>	720	час																															
<b>Расчетные показатели:</b>																																		
Давление насыщенных паров			<b>P</b>	91 мм.рт.ст																														
Молекулярная масса паров нефти			<b>m</b>	69,8																														
Опытные коэффициенты (приложение 7)			<b>K<sub>t</sub><sup>max</sup></b>	0,71																														
			<b>K<sub>t</sub><sup>min</sup></b>	0,42																														
Опытные коэффициенты (приложение 9)			<b>K<sub>B</sub></b>	1																														
Опытные коэффициенты (приложение 8)			<b>K<sub>p</sub><sup>cp</sup></b>	0,7																														
			<b>K<sub>p</sub><sup>max</sup></b>	1																														
Опытный коэффициент (приложение 10)			<b>K<sub>об</sub></b>	1,35																														
			<b>n</b>	178,146																														
Плотность нефти			<b>p<sub>ж</sub></b>	0,8089 т/м <sup>3</sup>																														
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки			<b>V<sub>ч</sub><sup>max</sup></b>	20 м <sup>3</sup> /час																														
<b>Выбросы паров нефти в атмосферу из автоцистерны в резервуар</b>																																		
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу			<b>1,4702</b>	г/с																														
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу			<b>0,7105</b>	т/год																														
<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Наименование ЗВ</th> <th rowspan="2">Масс.сод. Ci, % масс.</th> <th colspan="2">Количество выбросов</th> </tr> <tr> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0415. Углеводороды C1-C5</td> <td>72,46</td> <td>1,0653</td> <td>0,5148</td> </tr> <tr> <td>0416. Углеводороды C6-C10</td> <td>26,8</td> <td>0,3940</td> <td>0,1904</td> </tr> <tr> <td>0602. Бензол</td> <td>0,35</td> <td>0,0051</td> <td>0,0025</td> </tr> <tr> <td>0621. Метилбензол</td> <td>0,22</td> <td>0,0032</td> <td>0,0016</td> </tr> <tr> <td>0616. Диметилбензол</td> <td>0,11</td> <td>0,0016</td> <td>0,0008</td> </tr> <tr> <td>0333. Сероводород</td> <td>0,06</td> <td>0,0009</td> <td>0,0004</td> </tr> </tbody> </table>					Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов		г/с	т/год	0415. Углеводороды C1-C5	72,46	1,0653	0,5148	0416. Углеводороды C6-C10	26,8	0,3940	0,1904	0602. Бензол	0,35	0,0051	0,0025	0621. Метилбензол	0,22	0,0032	0,0016	0616. Диметилбензол	0,11	0,0016	0,0008	0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,0004
Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов																																
		г/с	т/год																															
0415. Углеводороды C1-C5	72,46	1,0653	0,5148																															
0416. Углеводороды C6-C10	26,8	0,3940	0,1904																															
0602. Бензол	0,35	0,0051	0,0025																															
0621. Метилбензол	0,22	0,0032	0,0016																															
0616. Диметилбензол	0,11	0,0016	0,0008																															
0333. Сероводород	0,06	0,0009	0,0004																															
<table border="1" style="width: 100%;"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Наименование ЗВ</th> <th rowspan="2">Масс.сод. Ci, % масс.</th> <th colspan="2">Количество выбросов</th> </tr> <tr> <th>г/с</th> <th>т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0415. Углеводороды C1-C5</td> <td>10</td> <td><b>0,1065</b></td> <td><b>0,0515</b></td> </tr> <tr> <td>0416. Углеводороды C6-C10</td> <td>10</td> <td><b>0,0394</b></td> <td><b>0,0190</b></td> </tr> <tr> <td>0602. Бензол</td> <td>10</td> <td><b>0,0005</b></td> <td><b>0,0002</b></td> </tr> <tr> <td>0621. Метилбензол</td> <td>10</td> <td><b>0,0003</b></td> <td><b>0,00016</b></td> </tr> <tr> <td>0616. Диметилбензол</td> <td>10</td> <td><b>0,0002</b></td> <td><b>0,00008</b></td> </tr> <tr> <td>0333. Сероводород</td> <td>10</td> <td><b>0,00009</b></td> <td><b>0,00004</b></td> </tr> </tbody> </table>					Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов		г/с	т/год	0415. Углеводороды C1-C5	10	<b>0,1065</b>	<b>0,0515</b>	0416. Углеводороды C6-C10	10	<b>0,0394</b>	<b>0,0190</b>	0602. Бензол	10	<b>0,0005</b>	<b>0,0002</b>	0621. Метилбензол	10	<b>0,0003</b>	<b>0,00016</b>	0616. Диметилбензол	10	<b>0,0002</b>	<b>0,00008</b>	0333. Сероводород	10	<b>0,00009</b>	<b>0,00004</b>
Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов																																
		г/с	т/год																															
0415. Углеводороды C1-C5	10	<b>0,1065</b>	<b>0,0515</b>																															
0416. Углеводороды C6-C10	10	<b>0,0394</b>	<b>0,0190</b>																															
0602. Бензол	10	<b>0,0005</b>	<b>0,0002</b>																															
0621. Метилбензол	10	<b>0,0003</b>	<b>0,00016</b>																															
0616. Диметилбензол	10	<b>0,0002</b>	<b>0,00008</b>																															
0333. Сероводород	10	<b>0,00009</b>	<b>0,00004</b>																															
*в соответствии с п.4.10 РНД 211.2.02.2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров"																																		
Объем выбросов всего			<b>0,0056</b>	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$																														
$V = V_{ч}^{max} / 3600$		м <sup>3</sup> /с																																
			<b>м/с</b>	<b>0,03</b>																														

Расчет выполнен на 1 нефтеналивную эстакаду. всего - 39 ед.



**Источник загрязнения № 6201-6239. Скважины. ЗРА и ФС**

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где  $g_i$  – величина утечки потока  $i$ -го вида через одно фланцевое уплотнение, кг/час;

$n_i$  – число неподвижных уплотнений на потоке  $i$ -го вида, шт.;

$\chi_i$  – доля уплотнений на потоке  $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

**1. Скважина**

Источник выделения	$g_i$ - величина утечки потока $i$ -го вида через одно уплотнение, кг/час	$n_i$ - число неподвижных уплотнений на потоке $i$ -го вида, шт.	$\chi_i$ – доля уплотнений на потоке $i$ -го вида, потерявших герметичность, в долях	$C_i$ -массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Т час/год		
						г/с	т/год
ЗРА	0,013	13	0,365	1	8760	0,0171	0,5404
Фланцы	0,00038	27	0,05	1	8760	0,00014	0,0045
Выброс углеводородов пред. С1-С5						<b>0,0173</b>	<b>0,5449</b>

Итого на источник:	г/с	т/год
Углеводороды С1-С5	<b>0,01728</b>	<b>0,54485</b>

Расчет выполнен на 1 скважину, всего - 39 ед.

### **ПРИЛОЖЕНИЕ 3**



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 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 котлым производятся газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	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	X1	Y1							X2	Y2	г/с		мг/м3	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		Дежурная горелка	1	8760	Дежурная горелка	0001	27.3	0.389	0.31	0.0368427	1645.3	452	495							0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.0011	209.795	0.0333	2023		
																				0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.0002	38.145	0.0054	2023		
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0009	171.650	0.0278	2023		
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0088	1678.360	0.2775	2023		
001		Резервуар V=75 м3	1	8760	Резервуар V=75 м3	0002	5	0.1	0.42	0.0032987	30	510	495							0410	Метан (727*)	0.0002	38.145	0.0069	2023		
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0001	33.646	0.0011	2023		
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.1606	54035.939	1.3482	2023		
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0594	19985.895	0.4987	2023		
																				0602	Бензол (64)	0.0008	269.170	0.0065	2023		
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	67.293	0.002	2023		
001		Резервуар V=75 м3	1	8760	Резервуар V=75 м3	0003	5	0.1	0.42	0.0032987	30	559	492							0621	Метилбензол (349)	0.0005	168.231	0.0041	2023		
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0001	33.646	0.0011	2023		
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.1606	54035.939	1.3482	2023		
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0594	19985.895	0.4987	2023		
																				0602	Бензол (64)	0.0008	269.170	0.0065	2023		
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	67.293	0.002	2023		
001		Печь подогрева ПП-063А	1	8760	Печь подогрева ПП-063А	0101	5	0.2	7.06	0.221797	240	414	739							0621	Метилбензол (349)	0.0005	168.231	0.0041	2023		
																				0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.03162	267.893	0.9972	2023		
																				0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.00514	43.547	0.16204	2023		
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0262	221.973	0.826	2023		
001		Печь подогрева ПП-063А	1	7680	Печь подогрева ПП-063А	0201	5	0.2	7.06	0.2218	240	205	20							0410	Метан (727*)	0.0262	221.973	0.826	2023		
																				0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.03162	267.889	0.8742	2023		
																				0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.00514	43.547	0.14206	2023		
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0262	221.970	0.7241	2023		
001		Печь подогрева ПП-063А	1	3600	Печь подогрева ПП-063А	0301	5	0.2	6.36	0.1998058	240	740	484							0410	Метан (727*)	0.0262	221.970	0.7241	2023		
																				0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)	0.02561	240.855	0.3319	2023		
																				0304	Азот (II) оксид ( Азота оксид) (6)	0.00416	39.124	0.05394	2023		
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0236	221.952	0.3055	2023		
001		Дренажная емкость 8 м3	1	8760	Дренажная емкость 8 м3	0302	2	0.1	0.42	0.0032987	30	812	484							0410	Метан (727*)	0.0236	221.952	0.3055	2023		
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.0001	33.646	0.000002	2023		
																				0415	Смесь углеводородов	0.1606	54035.939	0.0003	2023		



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 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	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/тах. 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		Оборудование УПСВ-1	1	8760	Оборудование УПСВ-1	6001	2				30	483	488	249	92						0416	предельных C1-C5 (1502*)	0.0594	19985.895	0.0001	2023
																					0602	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	269.170	0.000001	2023
																					0616	Бензол (64)	0.0005	168.231	0.000001	2023
																					0621	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	67.293	0.0000005	2023
																					0415	Метилбензол (349)	0.03494		1.10185	2023
001		Насосы на площадке УПСВ-1	1	8760	Насосы на площадке УПСВ-1	6002	2				30	479	490	223	70						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000018		0.0006	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.02214		0.69822	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00819		0.25824	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00011		0.00337	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00007		0.00212	2023
001		Оборудование ЗУ-1	1	8760	Оборудование ЗУ-1	6101	2				30	445	733	135	92						0621	Метилбензол (349)	0.000034		0.00106	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0537		1.6936	2023
001		Оборудование ЗУ-2	1	8760	Оборудование ЗУ-2	6201	2				30	219	17	168	93						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.04746		1.4968	2023
001		Оборудование ГУ Спутник-3	1	8760	Оборудование ГУ Спутник-3	6301	2				30	820	487	327	94						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01129		0.35619	2023
001		Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6401	2				30	-140	1049	5	5						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023
001		Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6402	2				30	952	1327	5	5						0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023
001		Насос на площадке	1	8760	Насос на площадке скважины	6403	2				30	-154	830	5	5						0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 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 которм производится газоочистка	Кэфф обесп газочист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ тах. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
		Наименование	Количество в ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. 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	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6404	2	30	-383	790	5	5	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023																																																																																																																																																																																																									
																																																																																																																															001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6405	2	30	-639	549	5	5	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023																																																																																																								
																																																																																																																																																																																																																																001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6406	2	30	-125	549	5	5	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023																																					
																																																																																																																																																																																																																																																																																																			001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6407	2	30	-329	504	5	5	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023	0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 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	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная 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	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6408	2			30	542	298	5	5							0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00201		0.06347	2023	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00074		0.02348	2023	
																				0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023	
																				0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023	
	001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6409	2		30	-327	104	5	5								0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023
																					0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6410	2		30	-43	-6	5	5								0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00201		0.06347	2023	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00074		0.02348	2023	
																				0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023	
																				0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023	
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6411	2		30	-896	-158	5	5								0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00201		0.06347	2023	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00074		0.02348	2023	
																				0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023	
																				0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023	
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6412	2		30	-320	-192	5	5								0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00201		0.06347	2023	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.00074		0.02348	2023	
																				0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023	
																				0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 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	Кэфф обесп газоочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/тах. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже ния 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 на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6413	2					30	372	-259	5	5						(203)					
																					0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6414	2					30	315	-479	5	5						0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6415	2					30	-161	-487	5	5						0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6416	2					30	80	-612	5	5						0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001		0.00019	2023
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6417	2					30	536	-638	5	5						0621	Метилбензол (349)	0.000003		0.0001	2023
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002		0.00005	2023
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201		0.06347	2023
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074		0.02348	2023
																					0602	Бензол (64)	0.00001		0.00031	2023



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 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 котлым производятся газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/тах. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже ния 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 на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6418	2	30	3697	2216	5	5	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000001	0.00019	2023	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023										
																											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023					
																																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023
																																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023
																											0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023					
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023																																
					001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6419	2	30	3725	1961	5	5	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023																																
																											0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023					
0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023																																
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023																											
0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023																																
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023																											
001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины						6420	2	30	3122	1703	5	5	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023										
					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023																											
																											0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023					
					0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023																											
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023																																
					0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023																											
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023																																
					001	Насос на площадке скважины	1	8760	Насос на площадке скважины	6421	2	30	2857	2515	5	5	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023										
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00201	0.06347	2023																																
																											0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00074	0.02348	2023					
0602	Бензол (64)	0.00001	0.00031	2023																																
					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00001	0.00019	2023																											
0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023																																
					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	0.00005	2023																											
001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины						6422	2	30	-111	1062	90	90	0621	Метилбензол (349)	0.000003	0.0001	2023	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124	0.35447	2023										
					001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины																		6423	2	30	987	1359	90	90	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124
001	Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины						6424	2	30	-128	848	90	90	0415	Смесь углеводородов	0.01124	0.35447	2023															



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 2023 год

Прозводство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/тах. 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
		скважины																			предельных C1-C5 (1502*)				
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6425	2				30	-348	810	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6426	2				30	-603	568	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6427	2				30	-102	568	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6428	2				30	-308	522	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6429	2				30	571	314	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6430	2				30	-299	116	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6431	2				30	-8	7	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6432	2				30	-859	-147	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6433	2				30	-276	-173	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6434	2				30	405	-238	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6435	2				30	351	-459	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6436	2				30	-129	-475	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6437	2				30	108	-635	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6438	2				30	497	-617	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6439	2				30	-1004	-509	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6440	2				30	-524	-185	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6441	2				30	153	-223	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6442	2				30	750	622	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6443	2				30	-518	12	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6444	2				30	411	15	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6445	2				30	3730	2198	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. АО "ПКР", Рекомендуемый вариант 1. 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 которм производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/тах. 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		скважины																			предельных C1-C5 (1502*)				
		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6446	2				30	3754	1936	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6447	2				30	3451	1448	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6448	2				30	2822	2479	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6449	2				30	3512	1885	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6450	2				30	4119	856	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6451	2				30	1788	1146	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6452	2				30	1952	2662	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6453	2				30	1997	321	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023
001		Площадка скважины	1	8760	Площадка скважины	6454	2				30	-11	1259	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01124		0.35447	2023



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 год.

Продовольство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	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	температура, °С	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	3504	Печь подогрева ПП-0,63	0001	3.5	0.25	9.62	0.4722218	240	-182	776							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1466	583.368	1.8494	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0238	94.708	0.3005	2022
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0602	239.555	0.759	2022
																				0410	Метан (727*)	0.0602	239.555	0.759	2022
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	3504	Печь подогрева ПП-0,63	0002	3.5	0.25	9.62	0.4722218	240	-102	765							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1466	583.368	1.8494	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0238	94.708	0.3005	2022
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0602	239.555	0.759	2022
																				0410	Метан (727*)	0.0602	239.555	0.759	2022
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	3504	Печь подогрева ПП-0,63	0101	3.5	0.25	9.62	0.4722218	240	-135	-1614							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1466	583.368	1.8494	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0238	94.708	0.3005	2022
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0602	239.555	0.759	2022
																				0410	Метан (727*)	0.0602	239.555	0.759	2022
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	3504	Печь подогрева ПП-0,63	0102	3.5	0.25	9.62	0.4722206	240	-53	-1625							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1466	583.370	1.8494	2022
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0238	94.708	0.3005	2022
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0602	239.556	0.759	2022
																				0410	Метан (727*)	0.0602	239.556	0.759	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 20	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 20	0201	3	0.05	0.06	0.0001178	30	618	722							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 22	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 22	0202	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-37	22							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.000003	28.265	0.0002	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 год.

Продовольствие	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 котлым производятся газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/таж. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год доплат ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	температура 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		Резервуар V=126 м3. Скв. 2	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 2	0203	3	0.05	0.06	0.0001178	30	196	-1673								0621 Метилбензол (349) (203)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																					0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 15	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 15	0204	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-86	-1018								0621 Метилбензол (349) (203)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																					0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 23	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 23	0205	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-313	-439								0621 Метилбензол (349) (203)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																					0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 25	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 25	0206	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-507	-187								0621 Метилбензол (349) (203)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																					0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 17	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 17	0207	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-683	1141								0621 Метилбензол (349) (203)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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 котлым производятся газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ тах. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже ния 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		Резервуар V=126 м3. Скв. 19	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 19	0208	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-267	568								0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 21	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 21	0209	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-525	149								0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 4	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 4	0210	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-570	-1103								0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 16	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 16	0211	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-947	7								0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 32	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 32	0212	3	0.05	0.06	0.0001178	30	100	974								0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 год.

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которм производится газоочистка	Кэфф-обесп-газоочисткой, %	Средняя эксплуат-степень очистки/тах. степ-очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достиже-ния ПДВ		
		Наименование	Количес-тво 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	X1	Y1							X2	Y2	г/с		мг/м3	т/год
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 36	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 36	0213	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-777	47							0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
																				0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022			
																				0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 42	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 42	0214	3	0.05	0.06	0.0001178	30	494	-2177							0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022			
																				0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
																				0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022			
																				0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 46	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 46	0215	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-166	-203							0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022			
																				0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
																				0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022			
																				0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 29	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 29	0216	3	0.05	0.06	0.0001178	30	734	968							0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022			
																				0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
																				0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			
																				0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022			
																				0602 Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022			
																				0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022			
																				0621 Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022			
																				0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022			
																				0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022			



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния ПДВ	
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год		
																										точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 31	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 31	0218	3	0.05	0.06	0.0001178	30	520	-343							1502*)	0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022	
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022	
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 50	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 50	0219	3	0.05	0.06	0.0001178	30	584	1171							0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022	
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022	
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022	
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 35	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 35	0221	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-203	354							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022	
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022	
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
001		Резервуар V=126 м3. Скв. 51	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 51	0222	3	0.05	0.06	0.0001178	30	154	1208							0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/тах. 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	Резервуар V=126 м3. Скв. 52	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 52	0223	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-393	1195								0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001	Резервуар V=126 м3. Скв. 27	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 27	0224	3	0.05	0.06	0.0001178	30	1041	604								0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
001	Резервуар V=126 м3. Скв. 6	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 6	0225	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-166	-2410								0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
001	Резервуар V=126 м3. Скв. 5	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 5	0226	3	0.05	0.06	0.0001178	30	137	398								0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год до-стиже-ния ПДВ		
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/м3	т/год			
																										точечного источ./1-го конца лин./центра площадного источника	2-го конца лин./длина, ширина площадного источника
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001	Резервуар V=126 м3. Скв. 10	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 10	0227	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-120	1001									0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022	
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
	001	Резервуар V=126 м3. Скв. 12	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 12	0228	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-1090	808									0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																						0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																						0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022
	001	Резервуар V=126 м3. Скв. 24	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 24	0229	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-430	-773									0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022
																						0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
																						0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
001	Резервуар V=126 м3. Скв. 38	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 38	0230	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-640	-503									0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022	
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
001	Резервуар V=126 м3. Скв. 13	1	8760	Резервуар V=126 м3. Скв. 13	0231	3	0.05	0.06	0.0001178	30	877	1155									0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022	
																					0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022	
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00011	2022	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.0022	20727.999	0.1362	2022	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0008	7537.454	0.0504	2022		
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0007	2022	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния 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		Резервуар V=63 м3. Скв. 26	1	8760	Резервуар V=63 м3. Скв. 26	0232	3	0.05	0.06	0.0001178	30	403	28								(203)					
																					0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0004	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00009	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.109	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0403	2022
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0005	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=63 м3. Скв. 37	1	8760	Резервуар V=63 м3. Скв. 37	0233	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-625	507								0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0003	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00009	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.109	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0403	2022
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0005	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=63 м3. Скв. 45	1	8760	Резервуар V=63 м3. Скв. 45	0234	3	0.05	0.06	0.0001178	30	224	231								0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0003	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00009	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.109	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0403	2022
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0005	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=63 м3. Скв. 47	1	8760	Резервуар V=63 м3. Скв. 47	0235	3	0.05	0.06	0.0001178	30	657	187								0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0003	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00009	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.109	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0403	2022
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0005	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022
001		Резервуар V=63 м3. Скв. 33	1	8760	Резервуар V=63 м3. Скв. 33	0236	3	0.05	0.06	0.0001178	30	474	-643								0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0003	2022
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00009	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.109	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0403	2022
																					0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0005	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 год.

Продовольство	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 котлым производятся газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/таж. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год досрочного 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	X1	Y1							X2	Y2	г/с		мг/м3	т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		Резервуар V=63 м3. Скв. 53	1	8760	Резервуар V=63 м3. Скв. 53	0237	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-763	-1863							0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022		
																				0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0003	2022		
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00009	2022		
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.109	2022		
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0403	2022		
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0005	2022		
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022		
001		Резервуар V=63 м3. Скв. 54	1	8760	Резервуар V=63 м3. Скв. 54	0238	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-450	-1810							0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0003	2022		
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.00009	2022		
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.109	2022		
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0403	2022		
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0005	2022		
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.0002	2022		
001		Резервуар V=80 м3. Скв. 34	1	8760	Резервуар V=80 м3. Скв. 34	0239	3	0.05	0.06	0.0001178	30	-543	981							0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.0003	2022		
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002	18.844	0.0001	2022		
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0022	20727.999	0.1226	2022		
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0008	7537.454	0.0453	2022		
																				0602	Бензол (64)	0.00001	94.218	0.0006	2022		
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000003	28.265	0.00019	2022		
001		Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0240	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	684	721							0621	Метилбензол (349)	0.00001	94.218	0.00037	2022		
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022		
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022		
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022		
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022		
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022		
001		Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0241	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-29	-49							0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022		
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022		
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022		
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022		



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/тах. 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	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0242	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	267	-1677									1503*)				
																					0602 Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621 Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0243	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-19	-1023									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621 Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602 Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0244	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-246	-436									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621 Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602 Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0245	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-506	-233									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621 Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602 Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0246	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-746	1141									0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621 Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602 Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже ния ПДВ
		Наименование	Количест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0247	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-266	524								0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0248	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-450	151								0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0249	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	474	27								0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0250	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-543	504								0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0251	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	404	784								0415	Смесь углеводородов	0.1065	20066.768	0.0515	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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 котлым производятся газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/таж. 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	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0252	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	297	234									0416	пределных C1-C5 (1502*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616	Бензол (64)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																						Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)				
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0253	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-566	-1153									0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0254	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-883	4									0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0255	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	534	-646									0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																					0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0256	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-776	7									0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф обесп газочисткой, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/тах. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже ния 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	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0257	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	574	-2183									0415	Дигидросульфид (518)	0.1065	20066.768	0.0515	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0394	7423.762	0.019	2022	
																					0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022	
	001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0258	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-169	-249									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																						0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																						0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0259	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	584	188									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022	
																					0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022	
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0260	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	804	971									0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022	
																					0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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	Кэфф. обесп. газочисткой, %	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	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0261	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	57	704								0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0262	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	518	-296								0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0263	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-543	948								0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0264	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	638	1171								0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0265	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	478	384								0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
																				0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 год.

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф-обесп-газоочисткой, %	Средняя эксплуат-степень очистки/тах. степ-очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дости-жения ПДВ																	
		Наименование	Количество в ист.						скорость 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	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0266	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-119	354									0621	о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0003	56.526	0.00016	2022																
																					0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022												
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022								
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022				
																					0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																				
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022																					
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)																					0.0002	37.684	0.00008	2022																	
0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022																																					
0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)					0.00009	16.958	0.00004	2022																																	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)									0.1065	20066.768	0.0515	2022																													
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)													0.0394	7423.762	0.019	2022																									
0602	Бензол (64)																	0.0005	94.210	0.0002	2022</																					

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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 которм производится газоочистка	Кэфф обесп газочист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ тах. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже ния ПДВ
		Наименование	Количест во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0271	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	141	348								0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0272	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	171	974								0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0273	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-386	-1817								0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0274	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-283	37								0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0275	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-119	951								0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022
																				0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022
																				0333	Сероводород ( Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 ( 1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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 которм производится газоочистка	Кэфф обесп газочист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ тах. 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	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0276	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-1036	808									0602	предельных С6-С10 (1503*)	0.0005	94.210	0.0002	2022	
																					0616	Бензол (64)	0.0002	37.684	0.00008	2022	
																					0621	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0003	56.526	0.00016	2022	
																					0333	Метилбензол (349)	0.00009	16.958	0.00004	2022	
																					0415	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.1065	20066.768	0.0515	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0394	7423.762	0.019	2022	
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0277	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	-369	-780									0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022	
																					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022	
001	Нефтеналивная эстакада на скважине	1	720	Нефтеналивная эстакада на скважине	0278	3.5	0.5	0.03	0.0058905	30	948	1155									0602	Бензол (64)	0.0005	94.210	0.0002	2022	
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0002	37.684	0.00008	2022	
																					0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022	
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00009	16.958	0.00004	2022	
																					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1065	20066.768	0.0515	2022	
																					0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0394	7423.762	0.019	2022	
001	Оборудование ЗУ	1	8760	Оборудование ЗУ	6001	2				30	-152	754	111	157							0621	Метилбензол (349)	0.0003	56.526	0.00016	2022	
																					0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.0372	1.17317		2022	
001	Оборудование ДНС	1	8760	Оборудование ДНС	6101	2				30	-93	-1639	168	126							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.04525		1.4269	2022	
001	Скважина	1	8760	Скважина	6201	2				30	648	692	90	90								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001	Скважина	1	8760	Скважина	6202	2				30	-7	-18	90	90								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001	Скважина	1	8760	Скважина	6203	2				30	228	-1701	90	90								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001	Скважина	1	8760	Скважина	6204	2				30	-55	-1049	90	90								0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 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 которм производится газоочистка	Кэфф обесп газочисткой, %	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		Скважина	1	8760	Скважина	6205	2				30	-280	-475	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6206	2				30	-474	-235	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6207	2				30	-715	1109	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6208	2				30	-227	534	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6209	2				30	-481	120	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6210	2				30	434	-8	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6211	2				30	-584	467	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6212	2				30	364	746	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6213	2				30	259	200	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6214	2				30	-526	-1135	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6215	2				30	-915	-22	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6216	2				30	505	-679	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6217	2				30	-738	19	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6218	2				30	542	-2215	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6219	2				30	-198	-233	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6220	2				30	619	152	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6221	2				30	771	939	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6222	2				30	84	728	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6223	2				30	472	-320	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6224	2				30	-510	942	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6225	2				30	608	1140	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ, Рекомендуемый вариант 1. 2022 год.

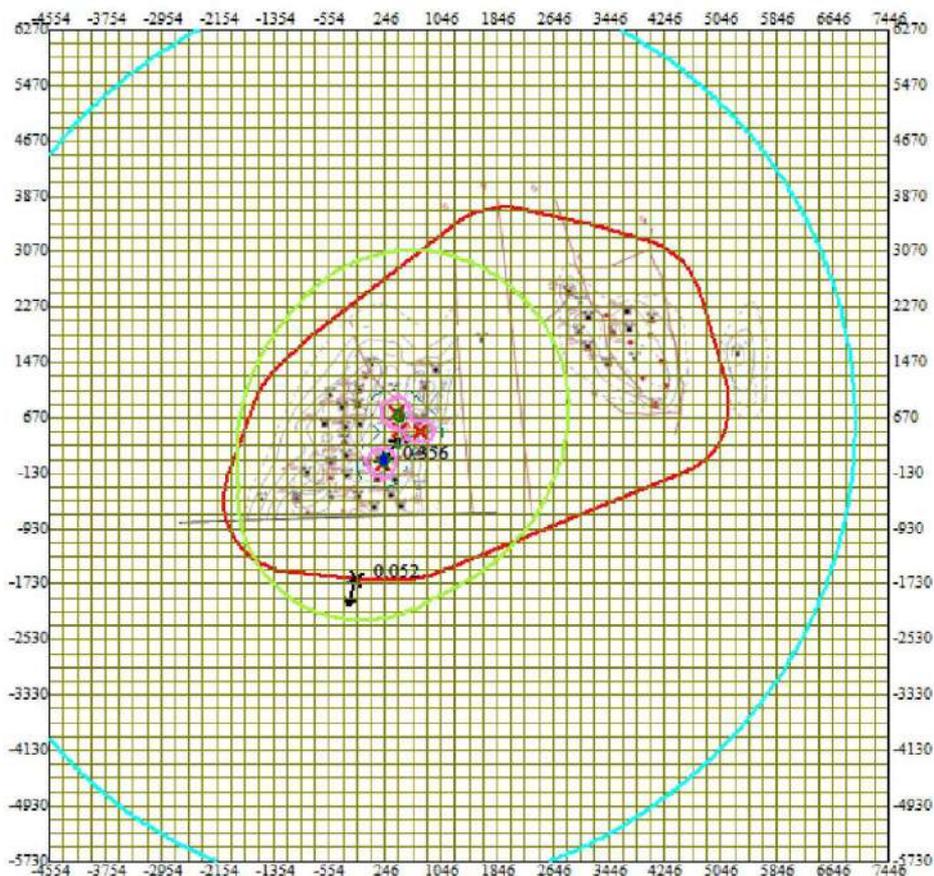
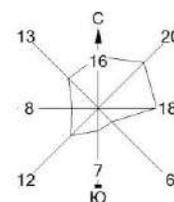
Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/тах. 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		Скважина	1	8760	Скважина	6226	2				30	436	354	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6227	2				30	-154	314	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6228	2				30	190	1174	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6229	2				30	-355	1170	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6230	2				30	991	574	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6231	2				30	-130	-2438	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6232	2				30	175	362	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6233	2				30	141	940	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6234	2				30	-418	-1847	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6235	2				30	-238	51	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6236	2				30	-83	968	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6237	2				30	-1056	773	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6238	2				30	-401	-801	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022
001		Скважина	1	8760	Скважина	6239	2				30	910	1119	90	90					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01728		0.54485	2022



## **ПРИЛОЖЕНИЕ 4**



Город : 190 Ю-З Карабулак. АО "ПКР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 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

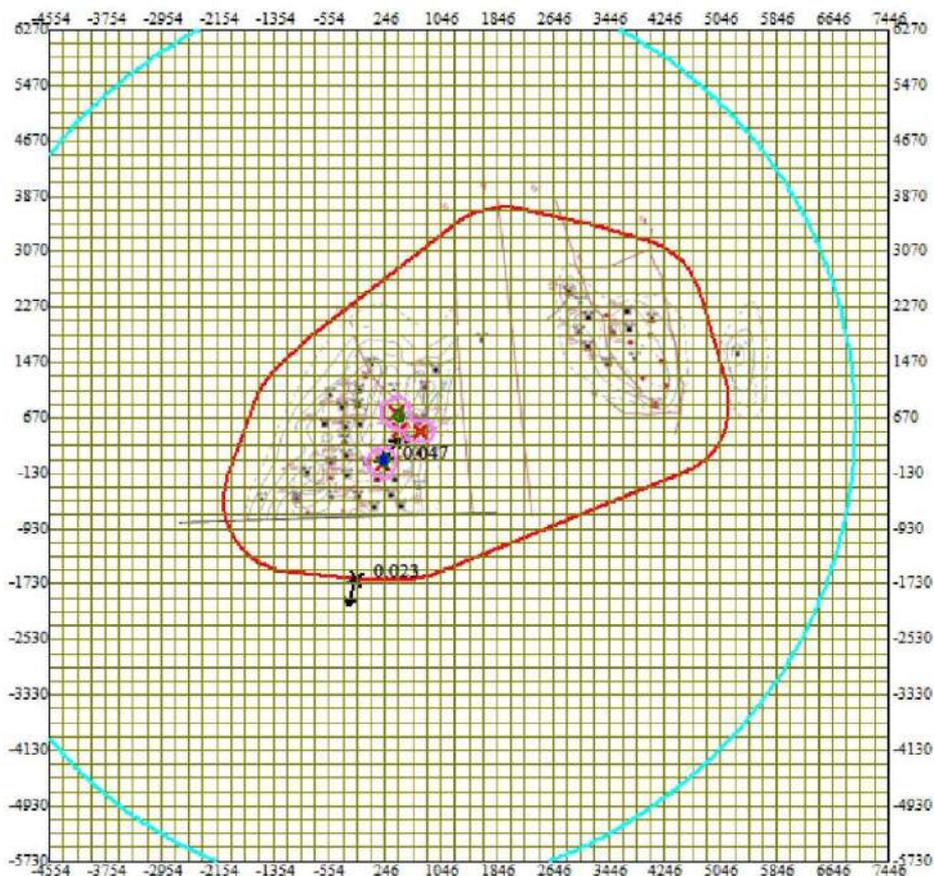
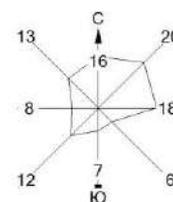
Изолинии в долях ПДК

- 0.046 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.165 ПДК
- 0.284 ПДК
- 0.355 ПДК



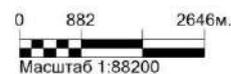
Макс концентрация 0.355595 ПДК достигается в точке  $x=246$   $y=70$   
 При опасном направлении 219° и опасной скорости ветра 1.52 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61

Город : 190 Ю-З Карабулак. АО "ПКР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



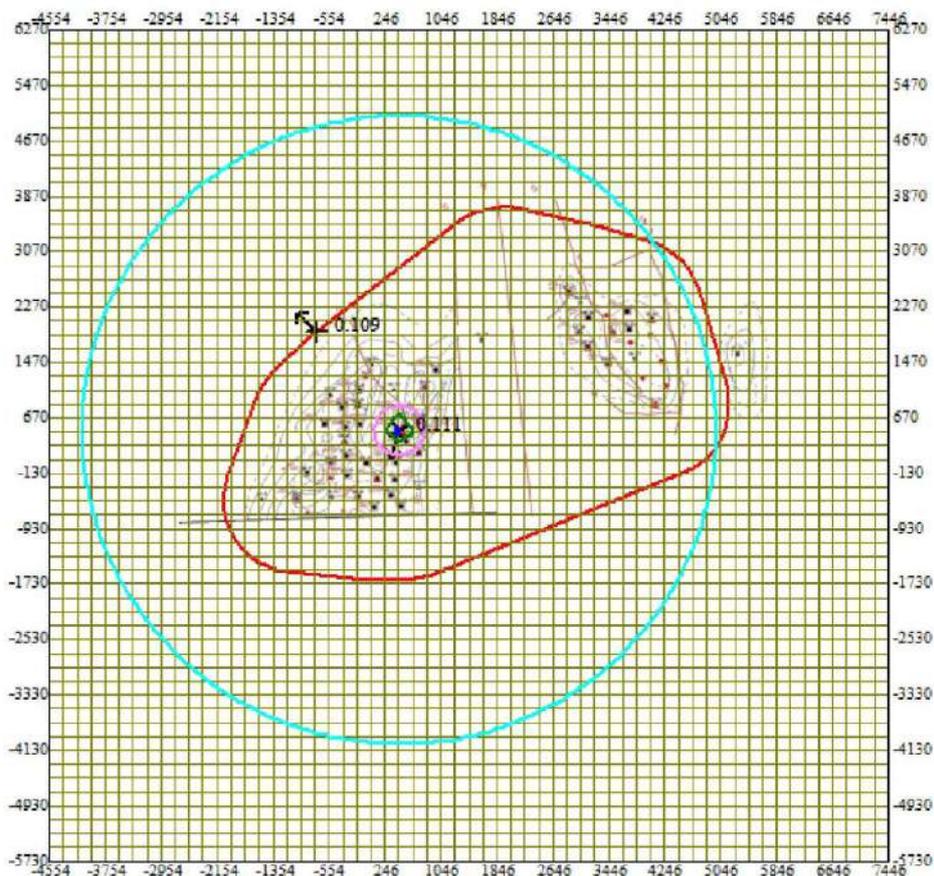
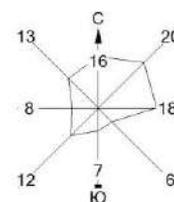
Условные обозначения:  
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 ↓ Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.022 ПДК  
 — 0.032 ПДК  
 — 0.041 ПДК  
 — 0.047 ПДК



Макс концентрация 0.0472822 ПДК достигается в точке  $x=246$   $y=70$   
 При опасном направлении 219° и опасной скорости ветра 1.52 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61

Город : 190 Ю-3 Карабулак. АО "ПКР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- $\downarrow$  Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

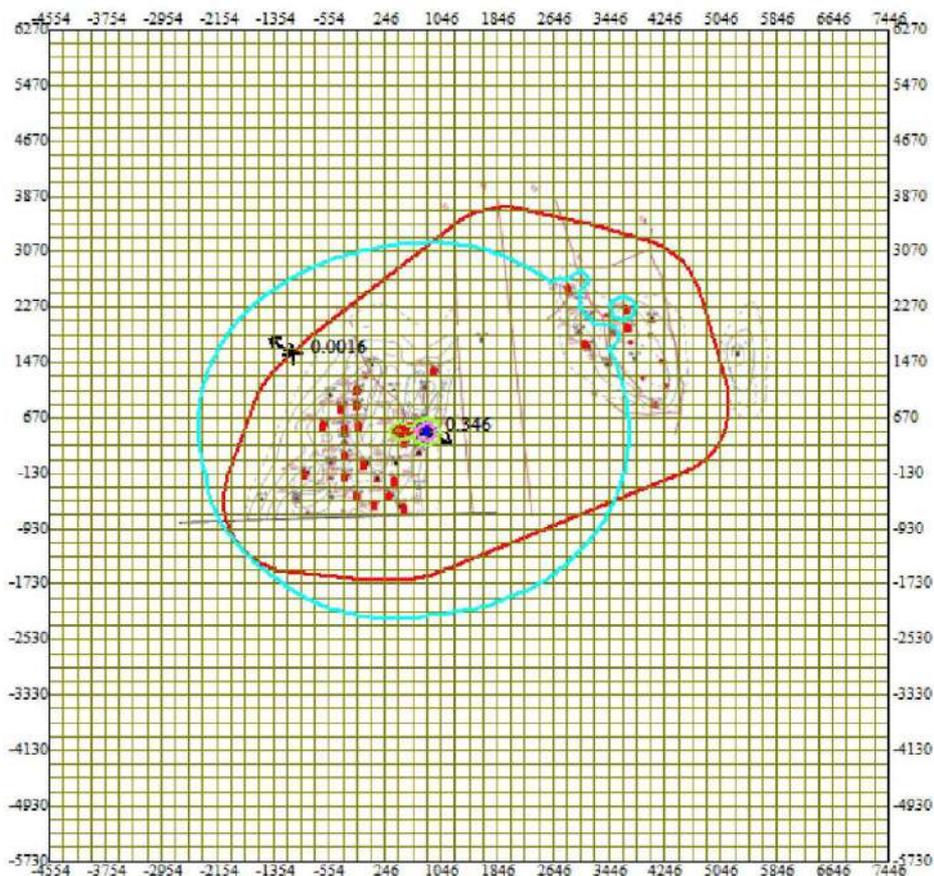
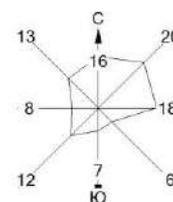
Изолинии в долях ПДК

- 0.109 ПДК
- 0.110 ПДК
- 0.111 ПДК
- 0.111 ПДК



Макс концентрация 0.1112106 ПДК достигается в точке  $x=446$   $y=470$   
 При опасном направлении 13° и опасной скорости ветра 0.84 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61

Город : 190 Ю-З Карабулак. АО "ПККР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↓ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

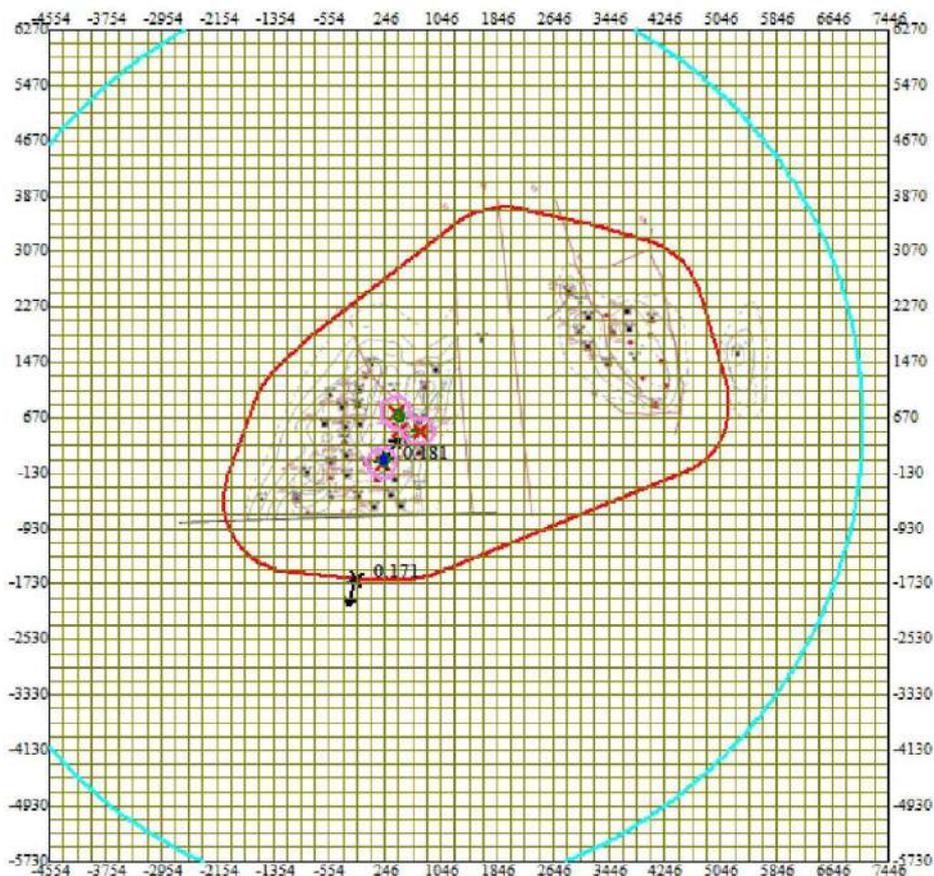
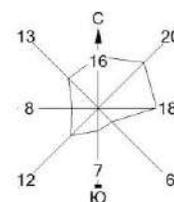
Изолинии в долях ПДК

- 0.0010 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.133 ПДК
- 0.266 ПДК
- 0.345 ПДК



Макс концентрация 0.3459056 ПДК достигается в точке  $x= 846$   $y= 470$   
 При опасном направлении 292° и опасной скорости ветра 0.98 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61

Город : 190 Ю-З Карабулак. АО "ПККР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



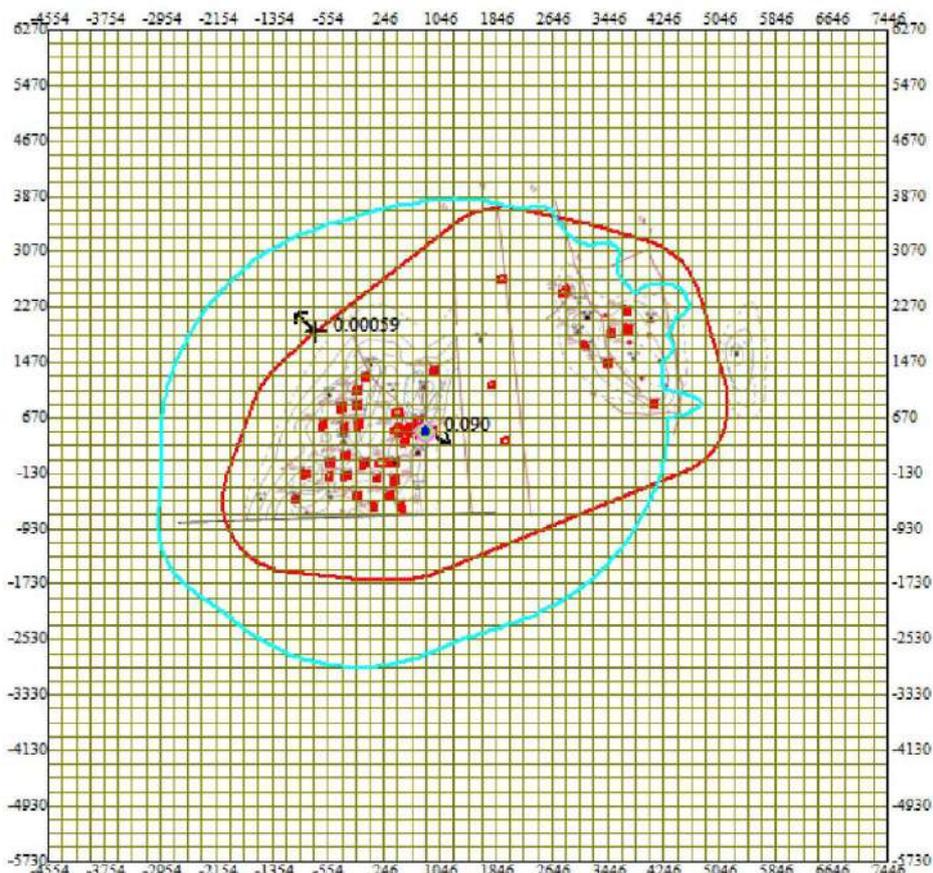
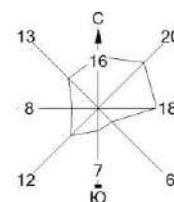
Условные обозначения:  
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 † Максим. значение концентрации  
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.171 ПДК  
 — 0.175 ПДК  
 — 0.178 ПДК  
 — 0.181 ПДК



Макс концентрация 0.1808696 ПДК достигается в точке  $x=246$   $y=70$   
 При опасном направлении 219° и опасной скорости ветра 1.52 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61

Город : 190 Ю-3 Карабулак. АО "ПККР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 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

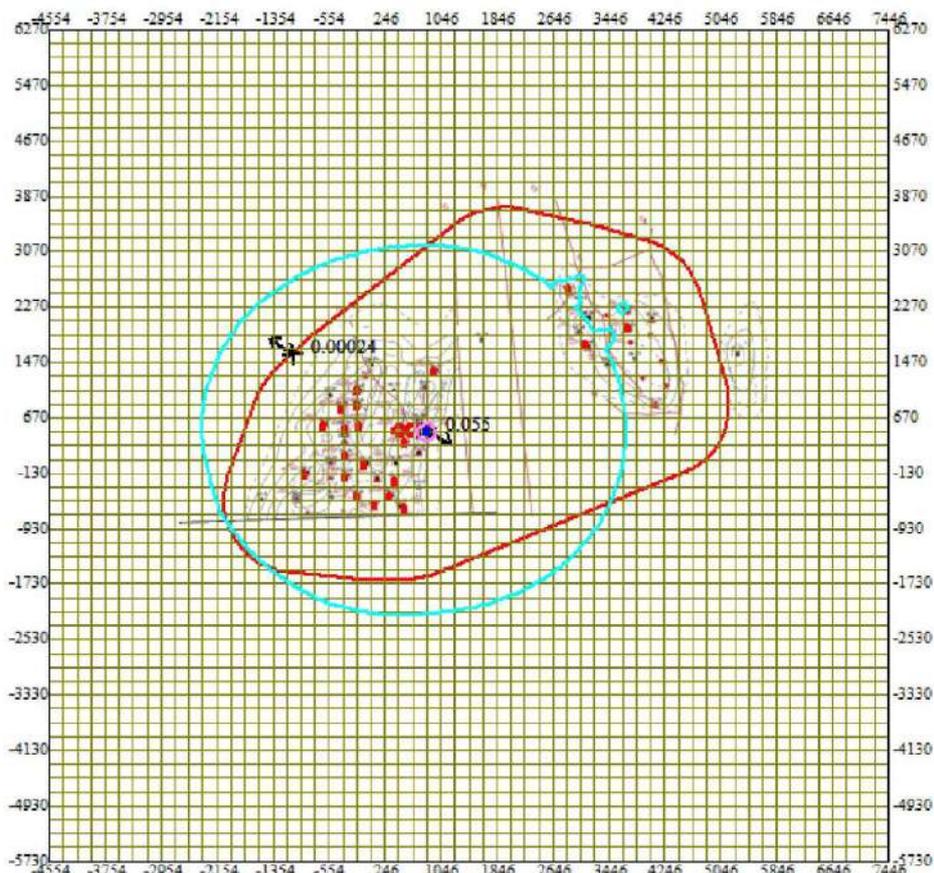
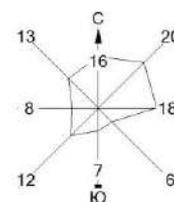
- 0.00030 ПДК
- 0.035 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.069 ПДК
- 0.089 ПДК



Макс концентрация 0.0896287 ПДК достигается в точке x= 846 y= 470  
 При опасном направлении 292° и опасной скорости ветра 0.98 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61



Город : 190 Ю-3 Карабулак. АО "ПККР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*)

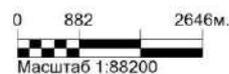


Условные обозначения:

- ▭ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↓ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

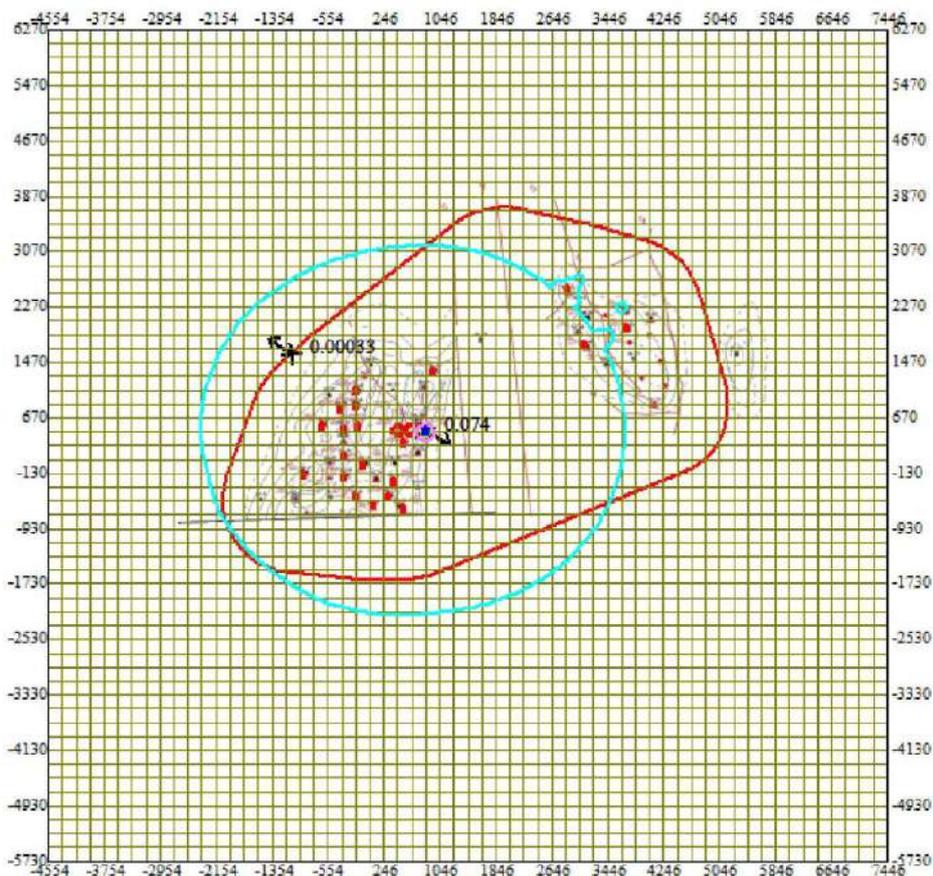
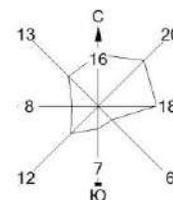
- 0.00016 ПДК
- 0.021 ПДК
- 0.042 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.055 ПДК



Макс концентрация 0.0547705 ПДК достигается в точке x= 846 y= 470  
 При опасном направлении 292° и опасной скорости ветра 1 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61



Город : 190 Ю-З Карабулак. АО "ПККР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 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

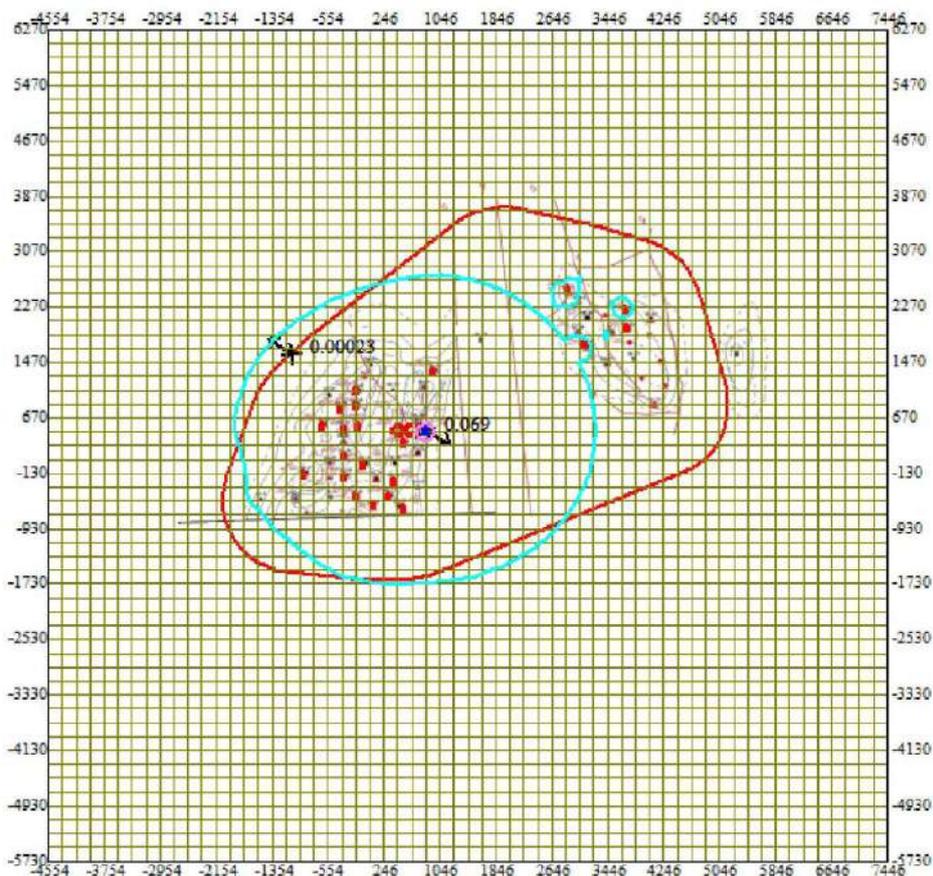
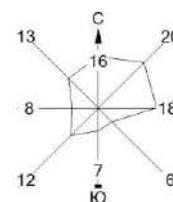
- 0.00022 ПДК
- 0.028 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.057 ПДК
- 0.074 ПДК



Макс концентрация 0.0737648 ПДК достигается в точке  $x= 846$   $y= 470$   
 При опасном направлении 292° и опасной скорости ветра 1 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61



Город : 190 Ю-З Карабулак. АО "ПККР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↓ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

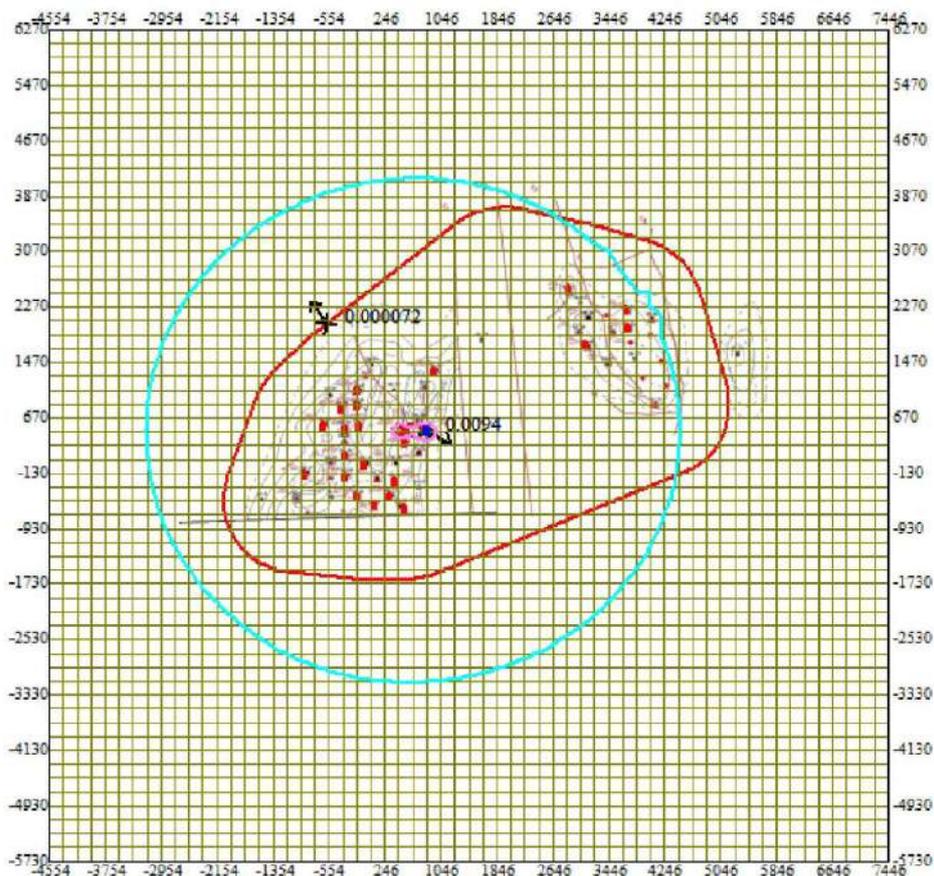
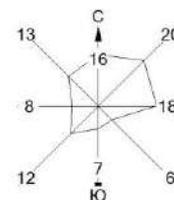
Изолинии в долях ПДК

- 0.00020 ПДК
- 0.026 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.053 ПДК
- 0.069 ПДК



Макс концентрация 0.0687152 ПДК достигается в точке  $x= 846$   $y= 470$   
 При опасном направлении 292° и опасной скорости ветра 1 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61

Город : 190 Ю-3 Карабулак. АО "ПКР"  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2023 год Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0621 Метилбензол (349)

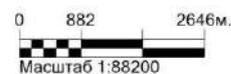


Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

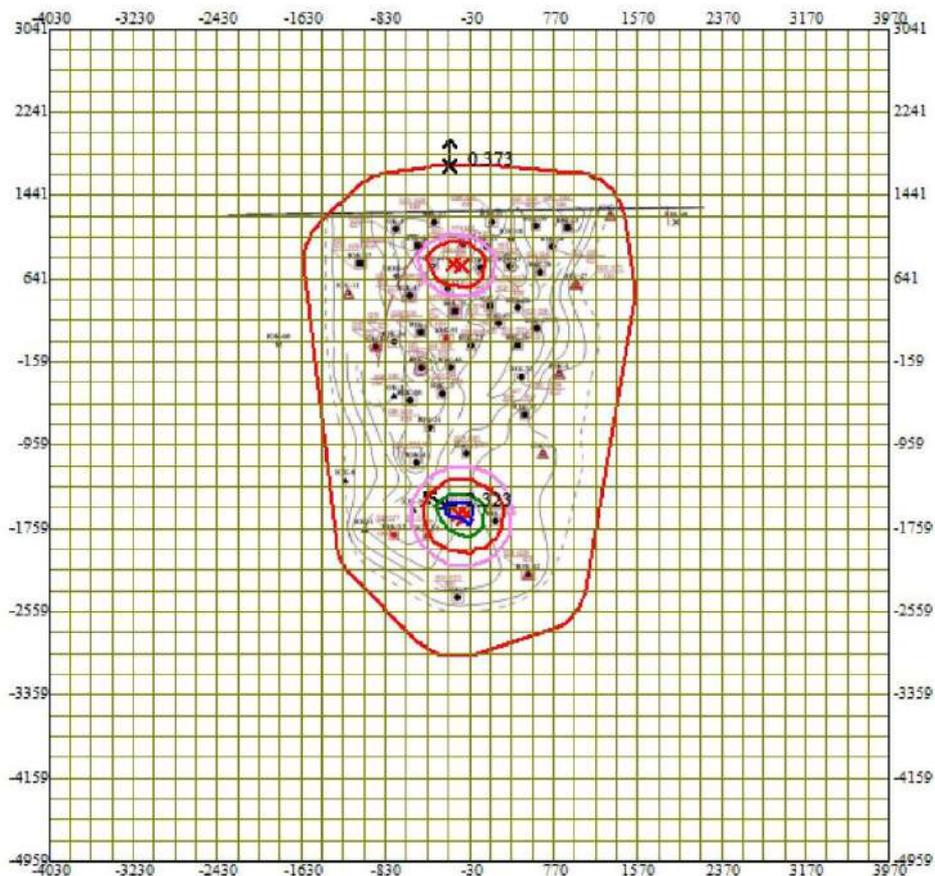
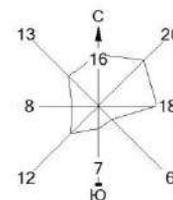
- 0.000032 ПДК
- 0.0036 ПДК
- 0.0072 ПДК
- 0.0094 ПДК



Макс концентрация 0.0093763 ПДК достигается в точке  $x= 846$   $y= 470$   
 При опасном направлении 292° и опасной скорости ветра 0.96 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 12000 м, высота 12000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 61\*61



Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



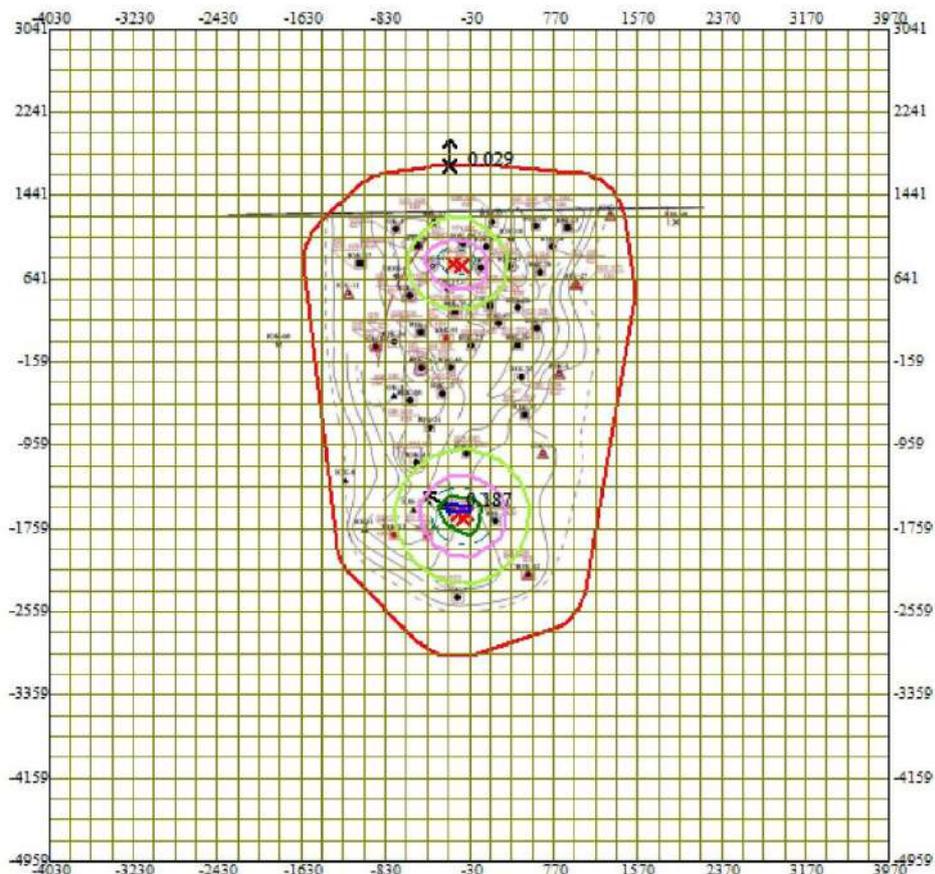
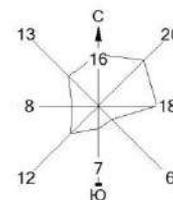
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.804 ПДК  
 — 1.0 ПДК  
 — 1.585 ПДК  
 — 2.053 ПДК



Макс концентрация 2.3227391 ПДК достигается в точке  $x = -230$   $y = -1559$   
 При опасном направлении  $120^\circ$  и опасной скорости ветра 2.16 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



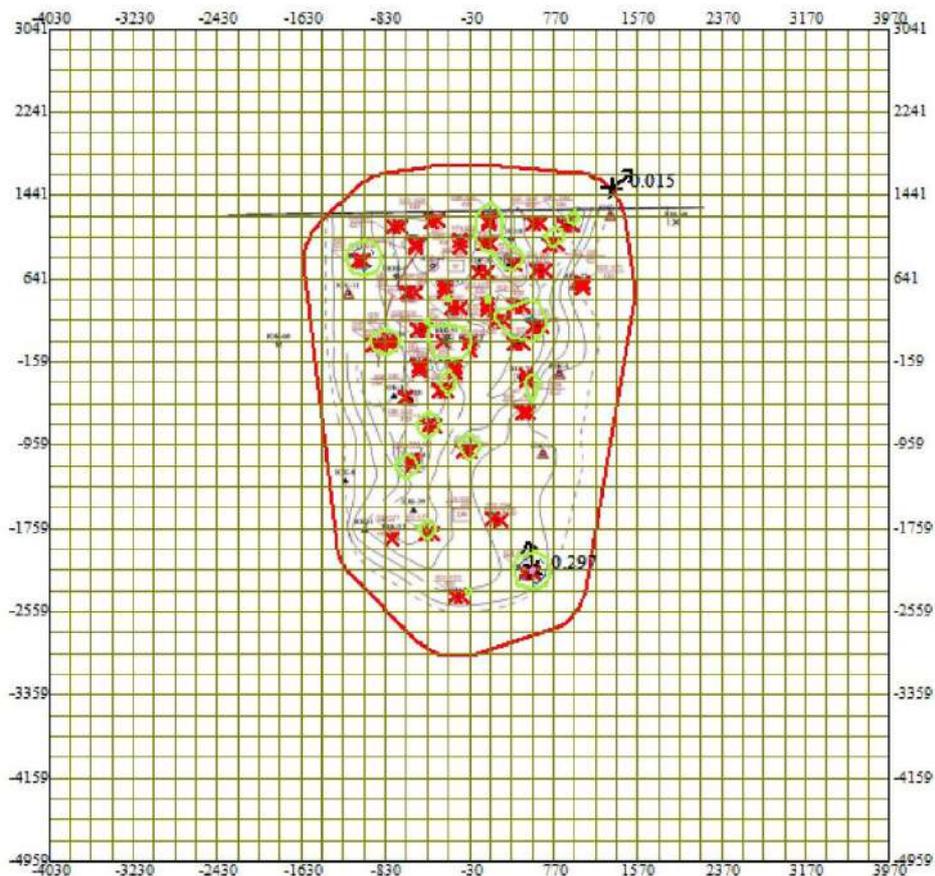
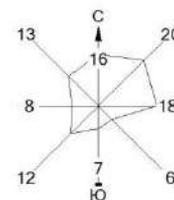
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.050 ПДК  
 — 0.075 ПДК  
 — 0.100 ПДК  
 — 0.139 ПДК  
 — 0.177 ПДК



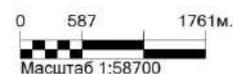
Макс концентрация 0.1874055 ПДК достигается в точке  $x = -230$   $y = -1559$   
 При опасном направлении  $120^\circ$  и опасной скорости ветра 2.16 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



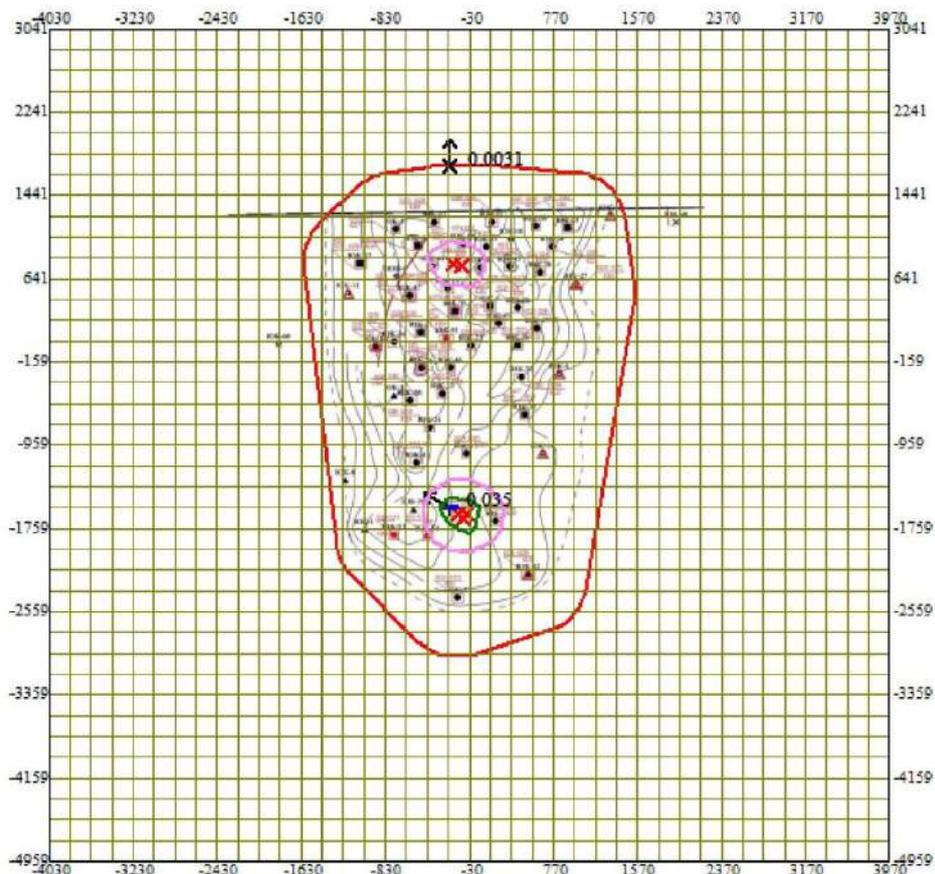
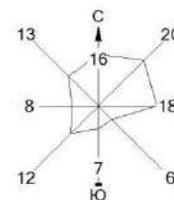
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.050 ПДК  
 — 0.100 ПДК  
 — 0.270 ПДК



Макс концентрация 0.2969868 ПДК достигается в точке  $x = 570$   $y = -2159$   
 При опасном направлении  $171^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.65$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



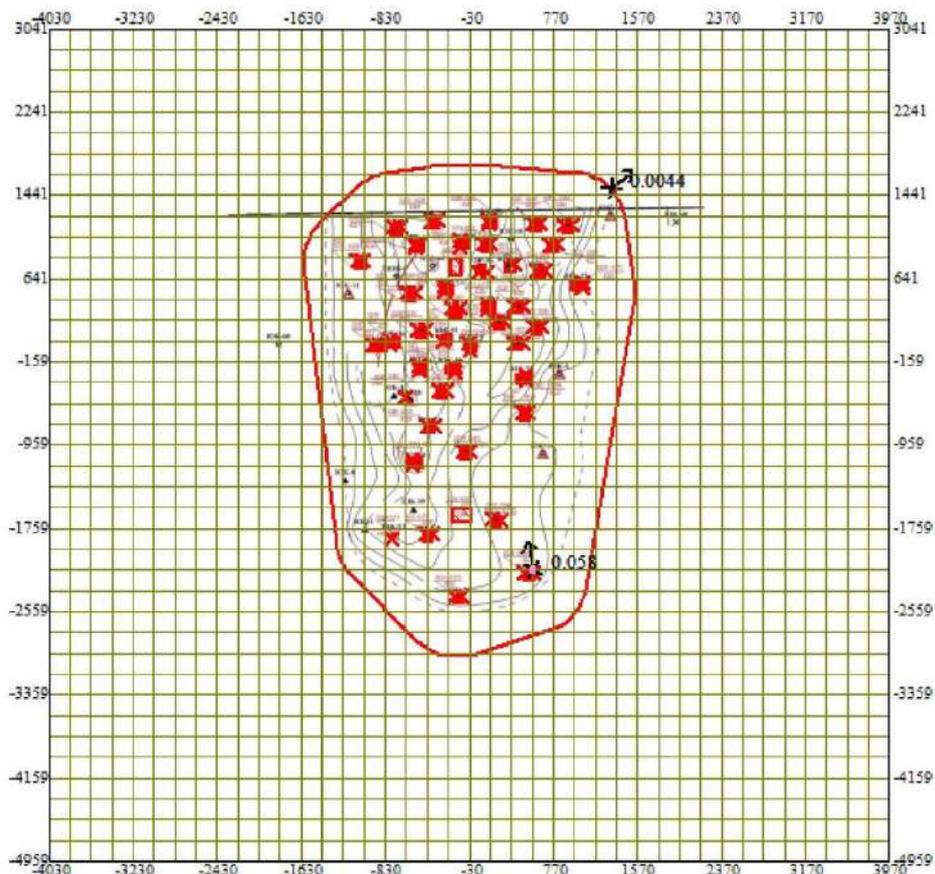
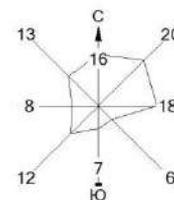
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.013 ПДК  
 — 0.027 ПДК  
 — 0.034 ПДК



Макс концентрация 0.0350891 ПДК достигается в точке  $x = -230$   $y = -1559$   
 При опасном направлении  $120^\circ$  и опасной скорости ветра 2.16 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 8000 м, высота 8000 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)



Условные обозначения:  
 [Red box] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Arrow] Максим. значение концентрации  
 [Line] Расч. прямоугольник N 01

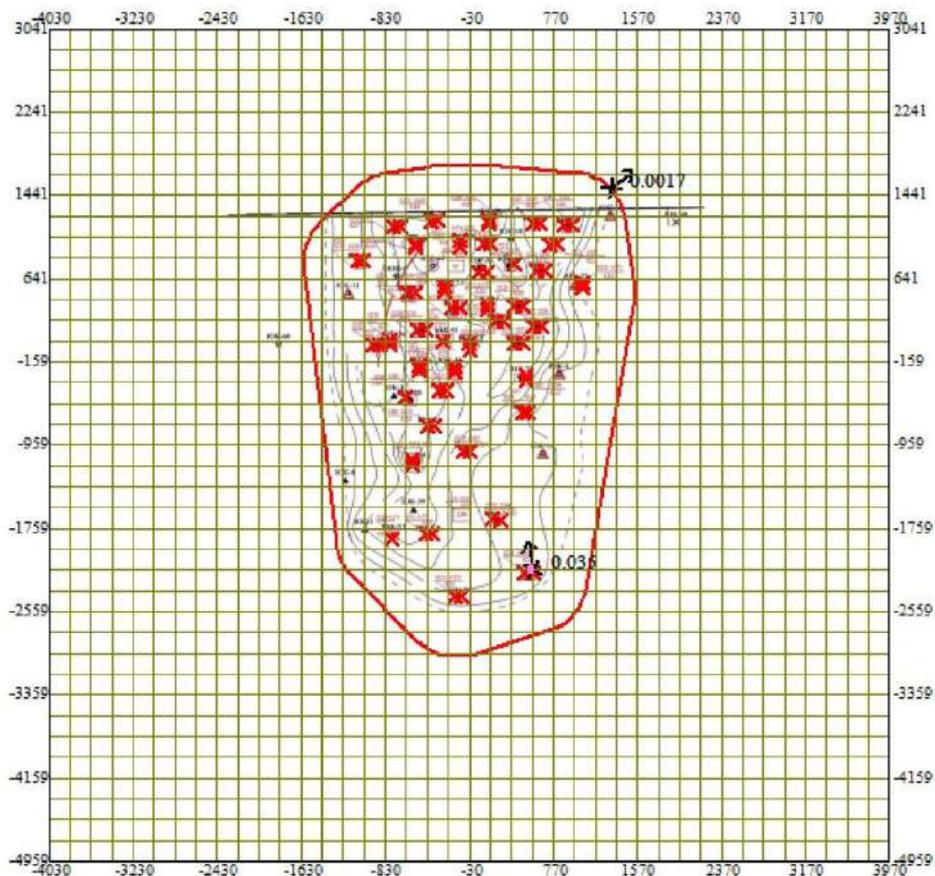
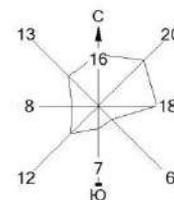
Изолинии в долях ПДК  
 — 0.050 ПДК  
 — 0.054 ПДК



Макс концентрация 0.0583267 ПДК достигается в точке  $x=570$   $y=-2159$   
 При опасном направлении  $171^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.65$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

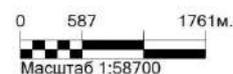


Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503\*)



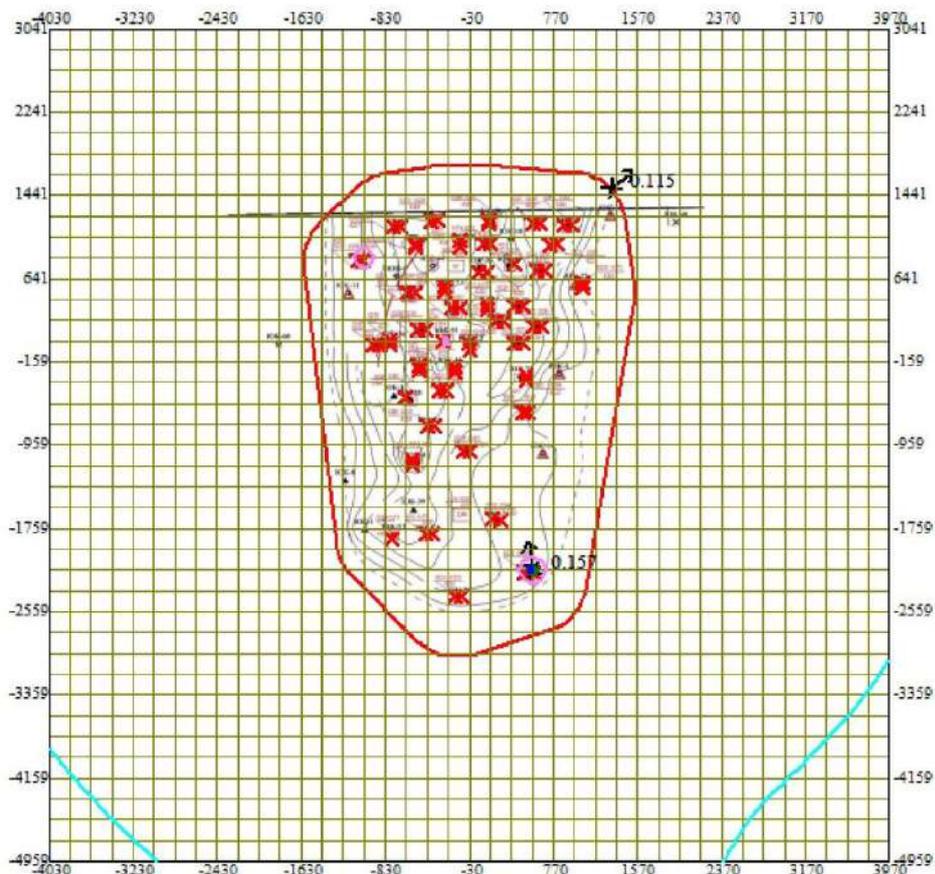
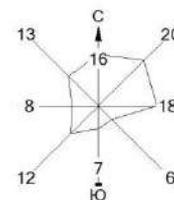
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.033 ПДК



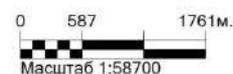
Макс концентрация 0.0346705 ПДК достигается в точке  $x=570$   $y=-2159$   
 При опасном направлении  $171^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.65$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0602 Бензол (64)



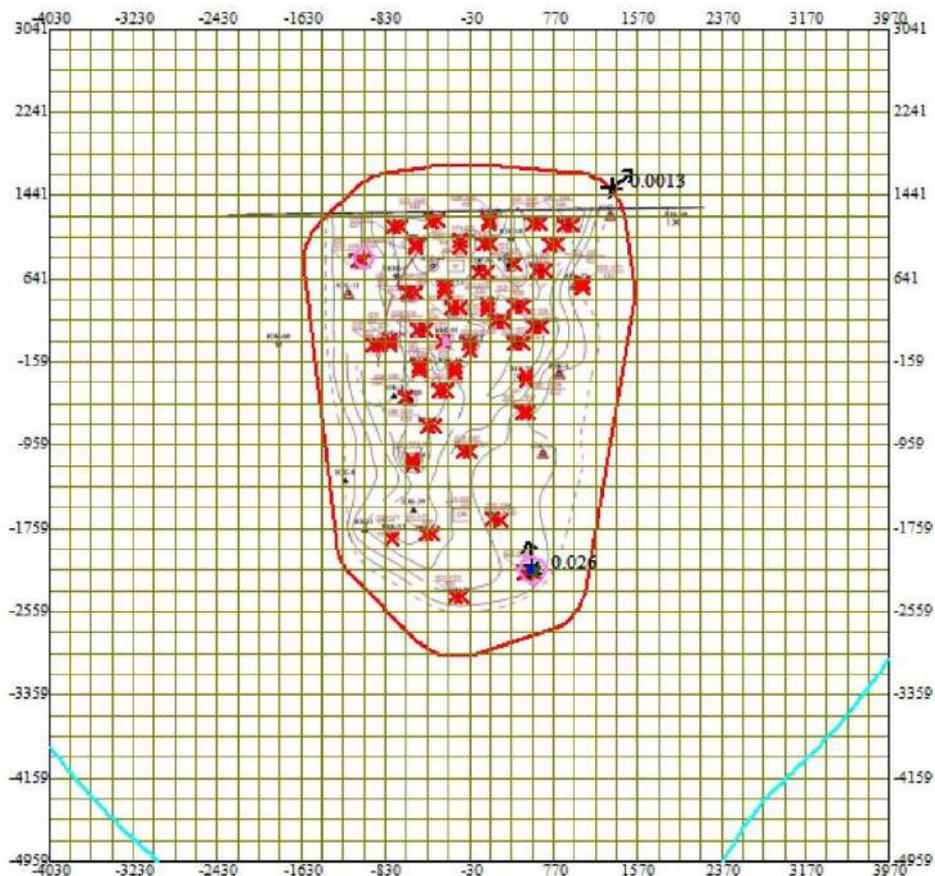
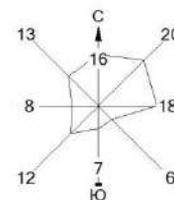
Условные обозначения:  
 [Red square] Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 [Star symbol] Максим. значение концентрации  
 [Dashed line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 — 0.113 ПДК  
 — 0.130 ПДК  
 — 0.147 ПДК  
 — 0.157 ПДК



Макс концентрация 0.1569981 ПДК достигается в точке  $x=570$   $y=-2159$   
 При опасном направлении  $171^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.65$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$

Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014  
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ⚡ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

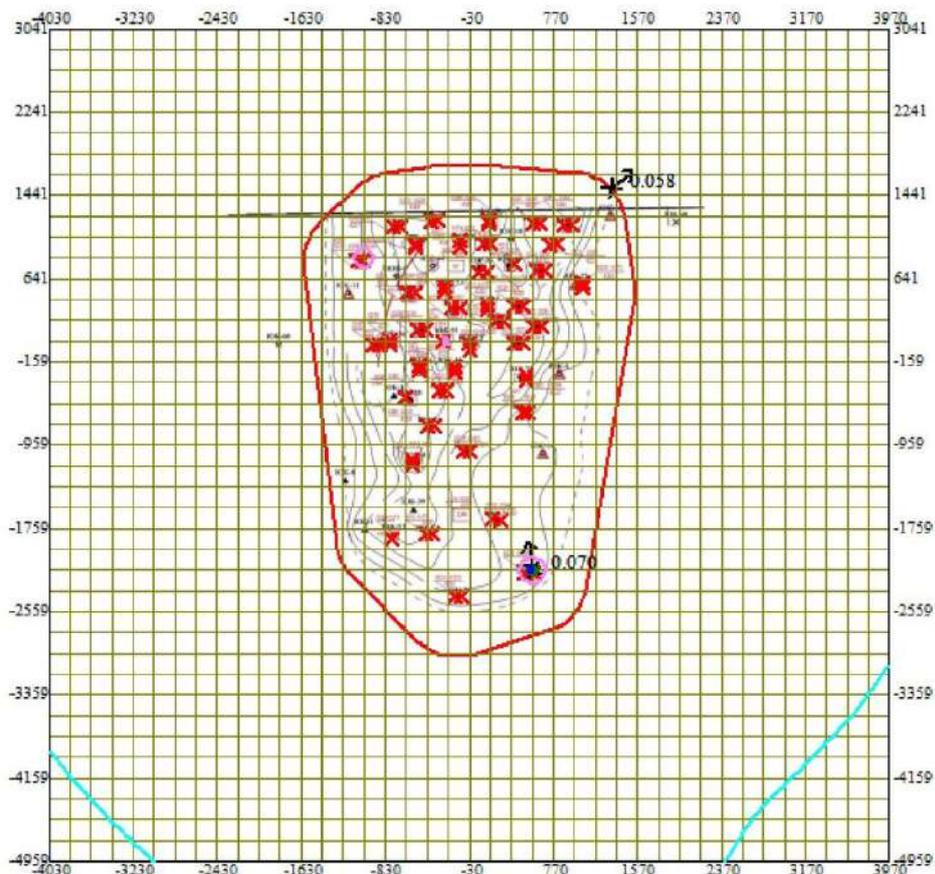
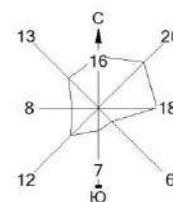
- 0.00027 ПДК
- 0.010 ПДК
- 0.020 ПДК
- 0.026 ПДК



Макс концентрация 0.0263988 ПДК достигается в точке  $x=570$   $y=-2159$   
 При опасном направлении  $171^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.65$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $8000$  м, высота  $8000$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $41 \times 41$



Город : 191 Ю-3 Карабулак. ТОО "САУТС-ОЙЛ  
 Объект : 0001 Рекомендуемый вариант 1. 2022 год. Вар.№ 1  
 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  
 — 0.057 ПДК  
 — 0.062 ПДК  
 — 0.067 ПДК  
 — 0.070 ПДК



Макс концентрация 0.0703661 ПДК достигается в точке  $x=570$   $y=-2159$   
 При опасном направлении  $171^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.65$  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





## ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

### Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

### Производственная база

(местонахождение)

### Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

### Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

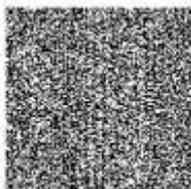
(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

### Руководитель

(уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Овом қалды «Электрондық құжат» және «Ақпараттық» мақсатындағы Қазақстан Республикасының Заңымен белгіленген 7-көлемдегі және 7-байтадан 1-тартиптегі әбжәне қалыптанып қалатын қызылтың шығатын бұйым. Дәлелді құжаттың оқшаулануы 1-тартипте 7-көлемде және 7-байтадан 1-тартиптегі әбжәне қалыптанып қалатын қызылтың шығатын бұйым.

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)