



АО «НИПИнефтегаз»

# ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТУЗКОЛЬ

Договор № 19-062

Генеральный директор,  
д-р. техн. наук



О. С. Гершганский

Заместитель генерального директора  
по экологии

А. О. Дусенбаева

Директор департамента охраны недр и  
окружающей среды

Л. У. Ешбаева

Ответственный исполнитель,  
главный специалист

Г. А. Мендигазиева

Ақтау, 2021

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:**

Директор Департамента охраны недр и окружающей среды		Л.У. Ешбаева
Ответственный исполнитель Главный специалист		Г.А. Мендигазиева
Главный специалист		Т.Ю. Мигунова
Главный специалист		З.Ж. Мурталиев
Специалист		И.А. Саргожа
Специалист		Р.А. Чотанова
Т.контроль		Л.У. Ешбаева

## СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ .....	3
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	8
1.1 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ.....	8
1.2 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ .....	10
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ.....	13
2.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	14
3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ .....	16
3.1. ОБОСНОВАНИЕ РАСЧЕТНЫХ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ И ИХ ИСХОДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.....	16
3.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	19
3.3 СИСТЕМА СБОРА И ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	28
3.3.1 РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	28
3.3.2 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТНЫМ РЕШЕНИЯМ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ (УТИЛИЗАЦИИ) ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗА .....	31
3.4 СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ.....	32
3.4.1 СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ .....	32
3.4.2 ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ДЕГАЗИРОВАННОЙ НЕФТИ .....	38
3.4.3 КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ РАСТВОРЁННОГО ГАЗА.....	43
3.4.4 СВОЙСТВА И СОСТАВ ПЛАСТОВОГО ГАЗА.....	48
3.4.5 СВОЙСТВА И СОСТАВ ВОДЫ .....	51
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА .....	55
4.1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА .....	55
4.1.1 МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ОСОБО НЕБЛАГОПРИЯТНЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ПРИМЕСЕЙ .....	64
4.2 ХАРАКТЕРИСТИКА СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНОЙ СРЕДЫ .....	66
4.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.....	67
4.4 АНАЛИЗ РАСЧЕТОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ .....	71
4.5 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	72
4.7 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ .....	84
4.8 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	84
4.9 МЕРОПРИЯТИЯ НА ПЕРИОД НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ (НМУ).....	86
4.10 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МОНИТОРИНГА.....	88
5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ .....	91
5.1 ГИДРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА .....	91
5.2 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА .....	91
5.3 ХАРАКТЕРИСТИКА ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ.....	95
5.4 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ НА СОСТОЯНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ВОД .....	96
5.5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД .....	99
5.6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МОНИТОРИНГА ВОДНЫХ РЕСУРСОВ .....	101
6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА .....	104
6.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ .....	104
6.2 ТЕКТОНИКА.....	106
6.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ.....	113
6.4 ЗАПАСЫ НЕФТИ, КОНДЕНСАТА И ГАЗА.....	130
6.5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА .....	131
6.6 ОБОСНОВАНИЕ ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОХРАНЕНИЮ НЕДР .....	133
6.7 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ, КОНТРОЛЮ И ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД (ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО МОНИТОРИНГУ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ).....	135



7 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ .....	137
7.1 ВИДЫ И ОБЪЕМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ .....	139
7.2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	144
7.3 ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ .....	146
7.4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОБЕЗВРЕЖИВАНИЮ, УТИЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЮ ВСЕХ ВИДОВ ОТХОДОВ.....	147
8 ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	150
8.1 ШУМ .....	150
8.2 ВИБРАЦИЯ .....	151
8.3 ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ ИЗЛУЧЕНИЕ .....	152
8.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ АКУСТИЧЕСКОГО, ВИБРАЦИОННОГО И ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО И ТЕПЛОВОГО ИЗЛУЧЕНИЙ.....	153
8.5 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ .....	155
9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ .....	159
9.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА .....	159
9.1.1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА .....	165
9.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОЖИДАЕМОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ .....	167
9.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	169
9.4 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ .....	169
9.5 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА .....	171
10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ .....	172
10.1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАСТИТЕЛЬНОГО МИРА РЕГИОНА .....	172
10.1.1 РЕДКИЕ И ИСЧЕЗАЮЩИЕ ВИДЫ РАСТЕНИЙ.....	173
10.1.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ РАСТИТЕЛЬНОСТИ.....	174
10.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНЫЕ СООБЩЕСТВА.....	175
10.3 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОХРАНЕНИЮ И УЛУЧШЕНИЮ СОСТОЯНИЯ РАСТИТЕЛЬНОСТИ.....	176
10.4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО МОНИТОРИНГУ РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА .....	177
11 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР .....	179
11.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИВОТНОГО МИРА.....	179
11.1.1 РЕДКИЕ И ИСЧЕЗАЮЩИЕ ВИДЫ ФАУНЫ.....	182
11.1.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЖИВОТНОГО МИРА.....	182
11.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР .....	183
11.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОХРАНЕНИЮ И ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЦЕЛОСТНОСТИ ЕСТЕСТВЕННЫХ СООБЩЕСТВ И ВИДОВОГО РАЗНООБРАЗИЯ ЖИВОТНОГО МИРА .....	185
11.4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО МОНИТОРИНГУ ЖИВОТНОГО МИРА .....	186
12 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ .....	188
12.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ .....	188
12.2 СОЦИАЛЬНО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	189
12.3 СОЦИАЛЬНО–ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ СЫРДАРЬИНСКОГО РАЙОНА КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ .....	190
12.4 САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКАЯ ОБСТАНОВКА ОБЛАСТИ.....	192
12.5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КУЛЬТУРНО-БЫТОВЫЕ, СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ .....	194
13 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ .....	196
13.1 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА НА ОКРУЖАЮЩУЮ ПРИРОДНУЮ СРЕДУ .....	196
13.2 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ .....	199
14 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА.....	202
14.1 ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ .....	202
14.2 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА ПРИ БУРОВЫХ ОПЕРАЦИЯХ.....	203
14.3 ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, ВИДЫ, ПОВТОРЯЕМОСТЬ, ЗОНА ВОЗДЕЙСТВИЯ .....	207
14.4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ .....	210

14.5 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ И ЛИКВИДАЦИИ ИХ ПОСЛЕДСТВИЙ .....	213
15 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	215
15.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ .....	215
15.2 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ.....	216
16 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	219
16.1 РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ .....	219
16.2 РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА РАЗМЕЩЕНИЕ ОТХОДОВ В ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ.....	219
17 ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....	220
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	222
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ:.....	224
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	225
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....	232
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	241
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 .....	246
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 .....	249

## ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Тузколь» представляет собой процесс выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий реализации намечаемой деятельности на окружающую среду.

Целью проведения данного Отчета о возможных воздействиях является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду и последствий этого воздействия.

Разработка данного документа способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, и разработки мер по уменьшению и предотвращению воздействий.

Выполнение данной работы предусматривало следующие работы: сбор и анализ имеющихся материалов, проведение исследований по оценке современного состояния атмосферного воздуха, водных ресурсов, почв, радиационной обстановки, оценка воздействия производственных работ на период разработки месторождения Тузколь на окружающую среду, включает следующие разделы:

- характеристику современного состояния окружающей среды, включая атмосферу, гидросферу, литосферу, флору и фауну, социально-экономическую сферу;
- описание принятых проектных решений в соответствии с Проектом разработки месторождения Тузколь;
- анализ приоритетных по степени антропогенной нагрузки факторов воздействия и характеристику основных загрязнителей окружающей среды;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду;
- рекомендации по организации мониторинга окружающей среды на месторождении;
- оценку экологического риска разработки месторождения Тузколь;
- заявление об экологических последствиях воздействия на окружающую среду.

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

- ✓ Экологический кодекс РК №400-VI ЗПК от 02.01.2021 г. (введен в действие



01.07.2021 г.);

- ✓ «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» Утверждена приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ✓ действующими законодательными и нормативными актами Республики Казахстан в области 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

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» является Оператором в сфере недропользования по контракту на разведку и добычу углеводородов на месторождении Тузколь (контрактная территория №1057).

## 1 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания.

### 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 уровня 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.

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 пяти 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 пяти градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице

## 1.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (чрезвычайный, высокий, средний, низкий, незначительный). 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> , воздействие на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	площадь воздействия до 10 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Территориальный (3)</i>	площадь воздействия от 10 до 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении от 1 до 10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	площадь воздействия более 100 км <sup>2</sup> , воздействие на удалении более 10 км от линейного объекта
<b>Временной масштаб воздействия</b>	
<i>Кратковременный (1)</i>	Воздействие наблюдается до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие отмечается в период от 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	Воздействия отмечаются в период от 1 до 3 лет
<i>Многолетний (постоянный) (4)</i>	Воздействия отмечаются в период от 3 лет и более
<b>Интенсивность воздействия (обратимость изменения)</b>	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения в природной среде, превышающие пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению
<i>Сильная (4)</i>	Изменения в природной среде приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению
<b>Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)</b>	
<i>Низкая (1-8)</i>	Последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка (при смягчении или без смягчения), а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность
<i>Средняя (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.



<b>Высокая (28-64)</b>	Превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных/чувствительных ресурсов
------------------------	--

**Таблица 1.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме**

Категории воздействия, балл			Категории значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	баллы	Значимость
Локальный 1	Кратковременный 1	Незначительная 1	1 - 8	Воздействие низкой значимости
Ограниченный 2	Средней продолжительности 2	Слабая 2		
Местный 3	Продолжительный 3	Умеренная 3	9 - 27	Воздействие средней значимости
Региональный 4	Многолетний 4	Сильная 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>Нулевая (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительная (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабая (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренная (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительная (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильная (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

Месторождение Тузколь входит в контрактную территорию №1057, которая разрабатывается компанией ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

*В структуру контрактной территории № 1057 входят также месторождения Западный Тузколь, Тузколь, Белькудук, Акжар, Кетеказган Северный, Жанбыриши и занимают южную часть Тургайской впадины.*

Разведочные работы проводятся в соответствии с Контрактом №1057 от 11.12.2002 года между Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК на разведку УВС в пределах блоков XXX-38-D (частично), Е, F; XXX-39-D, Е (частично), F; XXX-40-D (частично); XXXI-38-B (частично); С (частично); XXXI-39-A, В.

Первоначальным недропользователем, согласно контракту №1057 от 11.12.2002 года между Министерством энергетики и минеральных ресурсов РК на разведку УВС в пределах блоков XXX-38-D (частично), Е, F; XXX-39-D, Е (частично), F; XXX-40-D (частично); XXXI-38-B (частично); С (частично); XXXI-39-A, В, являлось ТОО «SSM-Ойл».

В соответствии с Соглашением о переуступке от 12.05.2005 г., ТОО «SSM-Ойл» передал ТОО «Кольжан» 50% долю участия в указанном Контракте. На основании Соглашения о переуступке, в контракт №1057 внесены изменения (Дополнение №1 к Контракту от 22.11.2005 г.). Согласно Дополнению №1 к контракту №1057, Оператором являлся ТОО «Кольжан».

В соответствии с главой 6 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 г. №125-VI, соглашением о совместной деятельности от 12 мая 2005 г., заключенным между ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл», и соглашением об осуществлении функции оператора от 26.12.2018 г., заключенным между ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», ТОО «Кольжан», ТОО «SSM-Ойл» и АО «ПКР», что ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» назначен Оператором в сфере недропользования по договору №1057 от 11.12.2002 г. на разведку углеводородного сырья в пределах территории блоков XXX-38-D (частично), Е, F, XXX-39-D, Е (частично), F, XXX-40-D (частично); XXXI-38-B (частично), С (частично); и XXXI-39-A, В, расположенных в Кызылординской области Республики Казахстан, заключенному между Министерством энергетики Республики Казахстан, ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

*Таким образом, учитывая вышесказанное, Оператором в сфере недропользования и проведения промышленной разработки месторождения Тузколь является ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», в качестве представителя недропользователей ТОО*

*«Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл» в соответствии с лицензией серии ГКИ №1505 (нефть) от 08 сентября 1998 г. и контракта №337 от 24 июня 1999 г.*

## **2.1 Общие сведения о месторождения**

Административно контрактная территория ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении структура занимает южную часть Тургайской впадины.

Данная структура была обнаружена в результате проведения разведочных работ на западной части контрактной территории № 1057 компаний ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл». Площадь геологического отвода составляет – 2145,220 км<sup>2</sup>.

Ближайшими населёнными пунктами являются областной центр г. Кызылорда (к югу 110 км), железнодорожные станции Теренозек (к юго-западу 100 км, Жалагаш (150 км), Жосалы (210 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу 80 км). Расстояние до города Жезказган – 280 км.

Дорожная сеть представлена межпромысловыми песчано-гравийными и грунтовыми дорогами. Грунтовые дороги труднопроходимы в зимний период из-за снежных заносов и непроходимы в период весенней распутицы.

Нефтепровод Кумколь-Караконин-Шымкент проходит в 80 км к северо-востоку. На юго-западном направлении от месторождения есть выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст. Жосалы, где имеются два независимых нефтеналивных терминала (один из которых принадлежит CNPC).

Южно-Тургайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Жосалы соединяет также нефтепровод Кызылкия-Арысум-Майбулак, протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

В районе месторождения Тузколь постоянных водотоков нет. Водоснабжение осуществляется из колодцев родников. Часть колодцев артезианские с большим дебитом самоизливающейся воды, часть шахтного типа с механическими подъемниками. Вода в колодцах пресная, хорошего качества.

Растительность пустынная, изрежена и продуцирует небольшое количество органического вещества. Под действием высоких температур органическое вещество быстро минерализуется, что приводит к формированию низкогумусированных почв.



Источники электроснабжения отсутствуют. Электричество обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизельном топливе, они же являются источниками теплоснабжения. Связь поддерживается сотовая и по рации.

Обзорная карта расположения месторождения Тузколь представлена на рисунке 2.2.1.

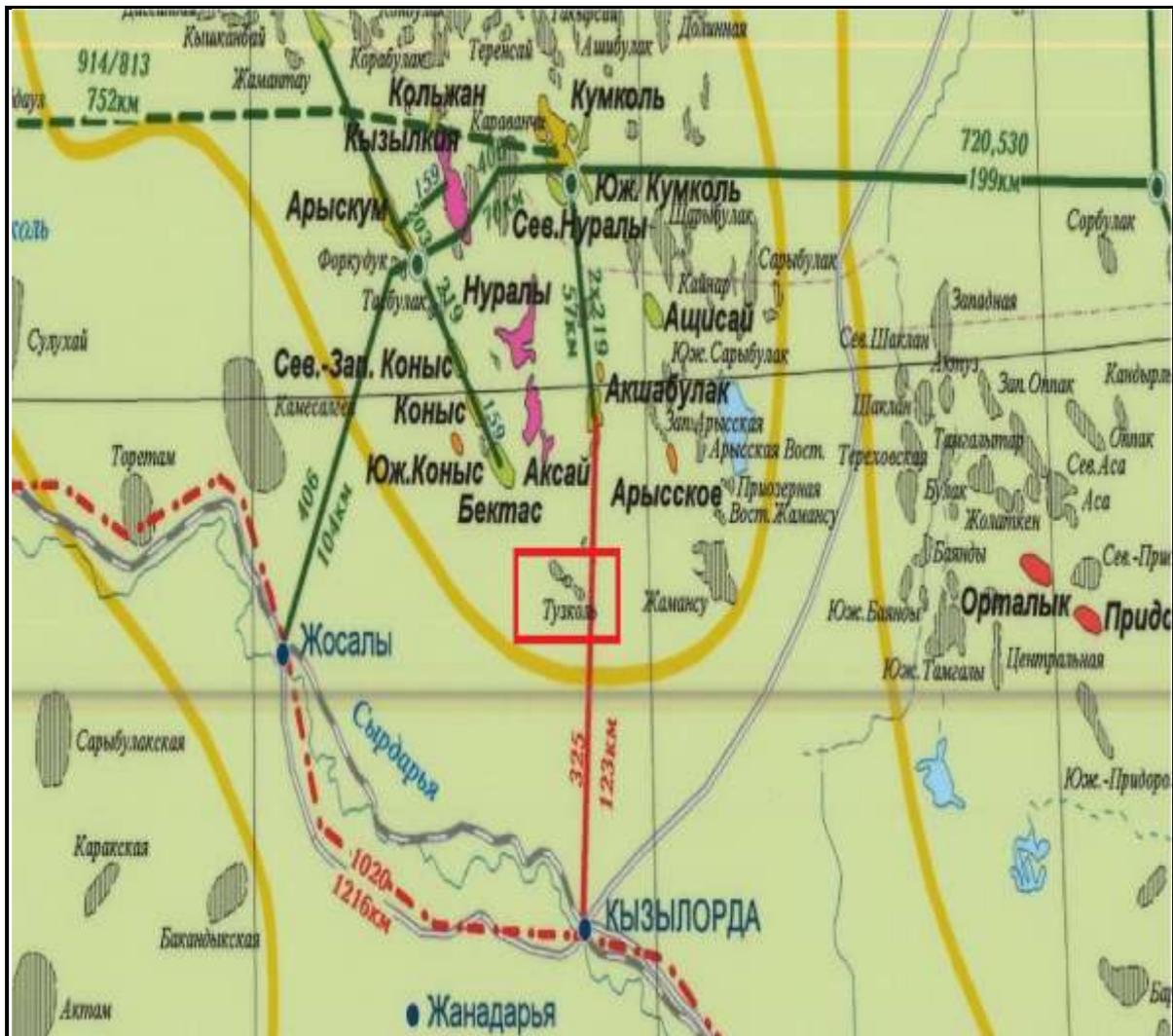


Рисунок 2.2.1 - Обзорная карта расположения месторождения Тузколь

### 3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

Целью настоящего Проекта разработки является выбор эффективной системы промышленной разработки и обоснование рекомендуемого варианта технологических показателей разработки месторождения с учетом «Подсчета запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Тузколь Кызылординской области РК», выполненного по состоянию на 01.08.2019 г. и утвержденного Протоколом ГКЗ РК № 2190-20-У от 24.06.2020 г.

#### 3.1. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Месторождение Тузколь является многопластовым, по содержанию извлекаемых запасов нефти и газа относится к мелким, а по геологическому строению – к сложным.

Учитывая геолого-физическую характеристику месторождения, а также изученность и последовательность залегания залежей по разрезу, продуктивность скважин, фазовое состояние содержащихся запасов и др. в настоящем проекте выделяется 3 основных объекта разработки нефтяных и газонефтяных залежей с запасами категории  $C_1$  и один - 4-ый газовый объект для разработки газовых и газоконденсатных залежей.

В настоящем проекте разработки месторождения Тузколь выбор и обоснование расчетных вариантов разработки выполнен, исходя из положений «Единых правил ...», «Методических рекомендаций по составлению проектов...», анализа начальных геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

Как было отмечено выше, продуктивный разрез месторождения характеризуется многопластовым строением.

Расчеты технологических показателей разработки выполнены для выбранных 3-х нефтяных объектов.

#### **Обоснование выбора типа скважин**

В настоящей работе для эксплуатации объектов рассмотрено бурение скважин вертикальными стволами.

#### *Общие положения вариантов*

Расчеты технологических показателей разработки месторождения и объектов выполнены по 3 основным вариантам, первый базовый с разработкой на естественном режиме истощения и вводом 18 существующих скважин по годам, а так же бурением 21 добывающих скважин. Второй вариант предусматривает уплотнение сетки скважин на

первом объекте относительно 1 варианта дополнительным бурением 12 добывающих и 6 нагнетательных скважин с организацией ППД на первом и втором объектах, путем перевода выбранных добывающих скважин под закачку, а также вводом из бурения 5 нагнетательных скважин. 3 вариант отличается от 2-го варианта бурением дополнительно 8 добывающих и 2 нагнетательных скважин (таблица 3.1.1). Во всех вариантах предусмотрены геолого-технические мероприятия, направленные на оптимизацию добычи и работ по изоляции обводненных интервалов, дополнительных прострелов (реперфорации).

Таблица 3.1.1-График ввода новых добывающих скважин по годам

Годы	I вариант				II вариант				III вариант			
	объекты разработки, месторождение											
	I	II	III	всего	I	II	III	всего	I	II	III	всего
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	1/-	2/-	-	3/-	3/-	3/-	-	6/-	4/-	3/-	-	7/-
3	2/-	4/-	-	6/-	4/1	3/-	-	7/1	6/1	4/1	-	10/2
4	2/-	3/-	-	5/-	2/1	5/-	-	7/1	3/1	6/1	-	9/2
5	0/-	3/-	-	3/-	1/-	5/1	-	6/1	1/-	5/1	1/-	7/1
6	2/-	2/-	-	4/-	1/1	3/-	1/-	5/1	1/1	3/-	1/-	5/1
7	-	-	-	-	-	1/1	1/-	2/1		2/1	1/-	3/1
<b>Итого за период</b>	<b>7/0</b>	<b>14/-</b>	<b>-</b>	<b>21/0</b>	<b>11/3</b>	<b>20/2</b>	<b>2/0</b>	<b>33/5</b>	<b>15/3</b>	<b>23/4</b>	<b>3/-</b>	<b>41/7</b>

Примечание: доб/наг

**1 вариант.** Для разработки нефтяных пластов I объекта рассмотрена разработка на естественном режиме, для чего планируется с середины 1-го года ввод существующих скважин (всего 8 скважин), так же бурение 7-ми добывающих скважин. Максимальный фонд добывающих скважин составит - 15 ед.

*II объект.* Предусмотрена разработка объекта 9 существующими добывающими скважинами, а так же бурением 14-ти добывающих скважин. Разработка данного объекта предусматривается на естественном режиме.

Для разработки нефтяных пластов III объекта рассмотрена разработка на естественном режиме, для чего планируется 5-м году произвести ввод существующих 2 скважин.

*В целом по месторождению по I варианту* максимальный фонд добывающих скважин составит 38 ед.

**2 вариант (рекомендуемый)** отличается от I варианта уплотнением сетки скважин и применением заводнения в целях ППД.

*В целом по месторождению* для разработки нефтяных объектов рассмотрено бурение 38 скважин, в т.ч. 33 добывающих скважин и 5 нагнетательных скважин с 3-го года. Также во втором варианте для ППД рассматривается перевод под закачку 6-ти скважин.

Максимальный добывающий фонд по 2 варианту составит 50 ед., нагнетательный фонд – 11 ед.



*I объект.* Разработка объекта по 2 варианту рассматривает:

Ввод из бурения 11 проектных добывающих скважин и 3 нагнетательных скважин. Планируется перевод 3-х существующих скважин под ППД.

Максимальный фонд добывающих скважин объекта составит - 19 ед., с учетом ранее пробуренных 8 скважин и бурения 11 проектных скважин в разные годы. Максимальный фонд нагнетательных скважин – 6, с учетом перевода 3 существующих скважин под ППД и бурения 3 нагнетательных скважин с 3-го года.

*II объект.* Разработка объекта по 2 варианту рассматривает:

Разработку объекта с применением ППД.

Ввод из бурения 20 проектной добывающей скважины и 2 нагнетательных скважин.

С учетом бурения и ввода существующих скважин (8 ед.) максимальный добывающий фонд объекта составит 27 ед. Максимальный фонд нагнетательных скважин – 5, с учетом перевода 3 существующих скважин под ППД и бурения 2 нагнетательных скважин.

*III объект.* Разработка объекта по 2 варианту рассматривает:

Разработку объекта на естественном режиме.

Ввод из бурения 2-х проектных добывающих скважин. С учетом бурения и ввода существующих скважин (2 ед.) максимальный добывающий фонд объекта составит 4 ед.

**3 вариант** отличается от 2-го варианта уплотнением сетки дополнительно 8 проектными добывающими скважинами и 2 нагнетательных скважин.

*В целом по месторождению* для разработки объектов в 3 варианте рассмотрено бурение 48 проектных скважин, в т.ч. 41 добывающих и 7 нагнетательных скважин.

Таким образом, по 3 варианту максимальный добывающий фонд составит 56 ед., нагнетательный фонд – 13 ед.

*I объект.* Разработка объекта по 3 варианту рассматривает:

Разработку с применением ППД. Ввод из бурения 18 проектных скважин, в т.ч. 15 добывающих и 2 нагнетательных. Перевод под закачку 3 ед. скважин.

Максимальный фонд добывающих скважин объекта составит - 23 ед., с учетом ранее пробуренных 8 скважин и бурения 15 проектных скважин в разные годы, максимальный фонд нагнетательных скважин – 6 ед.

*II объект.* Рассмотрено бурение 23 добывающих скважин и 4 нагнетательных скважин. С учетом бурения и ввода существующих скважин максимальный добывающий фонд объекта составит 30 ед., нагнетательный фонд – 7 ед.

*III объект.* Рассмотрено бурение 3 добывающих скважин. С учетом бурения и ввода существующих скважин максимальный добывающий фонд объекта составит 5 ед.

**Таблица 3.1.2 – Исходные характеристики вариантов разработки объектов**

Характеристики	Варианты								
	I			II			III		
	нефтяные залежи								
	I объект			II объект			III объект		
Режим разработки	Естественный режим истощения	ППД (закачка воды)		Естественный режим истощения	ППД (закачка воды)		Естественный режим истощения		
Закачиваемый агент	сточная техническая вода			сточная техническая вода					
Система размещения скв.	неравномерная			неравномерная			неравномерная		
Расстояние между скважинами, м	200-400	200-400	200-400	200-400	100-400	100-400	800	400-800	400-800
Плотность сетки, $10^4$ м <sup>2</sup> /скв	70,8	36,8	32,9	32,2	17,1	14,4	57,4	28,7	23,0
Соотношение скв. в элементе, доб/наг.	-	3/1	3/1	-	5/1	4/1	-		
Тип скважин	вертикальные			вертикальные			вертикальные		
Режим работы скважин:									
добывающих	Рзаб $\geq$ 3,9 МПа, Рзаб $\geq$ 6,4 МПа			Рзаб $\geq$ 13,1 МПа, Рзаб $\geq$ 4,1 МПа, Рзаб $\geq$ 7,9 МПа					
нагнетательных									
Коэфф. использования скв., д.ед.									
добывающих	0,9			0,9			0,9		
нагнетательных	-	0,9		-	0,9		-		
Коэфф. эксплуатации скв., д.ед.									
добывающих	0,9			0,9			0,9		
нагнетательных	-	0,9		-	0,9		-		
Принятый коэфф. компенсации отбора закачкой, %	80			80			-		

### 3.2. Технологические показатели вариантов разработки

Характеристика основного фонда и основных показателей разработки по отбору нефти, газа и конденсата по всем рассматриваемым вариантам разработки представлена в таблицах 3.2.1 – 3.2.6.

Таблица 3.2.1 - Месторождение Тузколь. Характеристика основного фонда скважин. 1 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			ввод из консервации	ввод из других категорий	Перевод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемистость 1 водонагнет. скважины, м <sup>3</sup> /сут
	всего	добыв	нагнет						всего	добыв	водонагн	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
2022	0	0	0	5	3	0	42	110	0	0	0	8	8	0	12,7	10,1	
2023	3	3	0	2	1	0	45	116	0	0	0	14	14	0	8,2	11,4	
2024	6	6	0	1	0	0	51	131	0	0	0	21	21	0	8,3	12,5	0,0
2025	5	5	0	1	0	0	56	144	0	0	0	27	27	0	8,6	15,1	0,0
2026	3	3	0	3	0	0	59	151	1	1	0	32	32	0	8,0	15,1	0,0
2027	4	4	0	1	0	0	63	159	1	1	0	36	36	0	7,2	14,6	0,0
2028	0	0	0	1	1	0	63	159	0	0	0	38	38	0	6,7	14,9	0,0
2029	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	37	37	0	6,0	14,6	0,0
2030	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	37	37	0	5,0	13,0	0,0
2031	0	0	0	0	1	0	63	159	2	2	0	36	36	0	4,5	12,5	0,0
2032	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	35	35	0	3,9	12,2	0,0
2033	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	35	35	0	3,5	11,5	0,0
2034	0	0	0	0	1	0	63	159	0	0	0	36	36	0	3,0	10,6	0,0
2035	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	35	35	0	2,6	10,4	0,0
2036	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	35	35	0	2,4	10,0	0,0
2037	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	35	35	0	2,0	9,3	0,0
2038	0	0	0	0	0	0	63	159	3	3	0	32	32	0	1,9	9,8	0,0
2039	0	0	0	0	1	0	63	159	2	2	0	31	31	0	1,8	9,7	0,0
2040	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	31	31	0	1,7	9,5	0,0
2041	0	0	0	0	0	0	63	159	2	2	0	29	29	0	1,6	10,0	0,0
2042	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	27	27	0	1,5	10,1	0,0
2043	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	27	27	0	1,4	9,6	0,0
2044	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	26	26	0	1,2	9,8	0,0
2045	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	25	25	0	1,1	9,3	0,0
2046	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	25	25	0	0,9	9,0	0,0
2047	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	25	25	0	0,7	8,7	0,0
2048	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	24	24	0	0,6	8,8	0,0



2049	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	23	23	0	0,5	8,9	0,0
2050	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	20	20	0	0,4	8,8	0,0
2051	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	20	20	0	0,3	8,5	0,0
2052	0	0	0	0	0	0	63	159	1	1	0	18	18	0	0,3	7,5	0,0
2053	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	18	18	0	0,2	7,1	0,0
2054	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	15	15	0	0,2	7,3	0,0
2055	0	0	0	0	0	0	63	159	0	0	0	15	15	0	0,1	7,1	0,0

Таблица 3.2.2 - Месторождение Тузколь. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.1 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Закачка воды		Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2022	15,1	1,0	1	152	9,8	2,5	23,9	23,9	213,1	32,1	36,8	0,0	0,0	3,3	47,5
2023	26,5	1,7	2	178	11,5	2,9	47,1	47,1	260,1	79,2	43,7	0,0	0,0	6,4	53,9
2024	42,7	2,7	3	221	14,2	3,6	77,4	77,4	337,5	156,5	44,8	0,0	0,0	12,5	66,3
2025	61,3	3,9	5	282	18,2	4,6	120,7	120,7	458,2	277,3	49,3	0,0	0,0	19,6	85,9
2026	70,0	4,5	5	352	22,7	5,7	142,5	142,5	600,8	419,8	50,9	0,0	0,0	22,3	108,2
2027	72,8	4,7	6	425	27,3	6,9	155,9	155,9	756,7	575,7	53,3	0,0	0,0	23,3	131,6
2028	72,7	4,7	6	498	32,0	8,1	167,5	167,5	924,1	743,1	56,5	0,0	0,0	25,2	156,8
2029	66,5	4,3	6	565	36,3	9,2	159,7	159,7	1083,8	902,8	58,2	0,0	0,0	24,1	180,9
2030	54,6	3,5	6	620	39,9	10,1	142,6	142,6	1226,4	1045,4	61,5	0,0	0,0	21,0	201,9
2031	47,8	3,1	5	668	42,9	10,9	133,4	133,4	1359,8	1178,8	64,0	0,0	0,0	18,9	220,7
2032	41,0	2,7	5	709	45,6	11,5	126,1	126,1	1485,9	1304,9	67,2	0,0	0,0	17,1	237,8
2033	35,4	2,3	4	745	47,9	12,1	119,3	119,3	1605,3	1424,3	70,1	0,0	0,0	15,9	253,7
2034	30,7	2,0	4	776	49,9	12,6	113,2	113,2	1718,4	1537,4	72,6	0,0	0,0	15,0	268,7
2035	26,9	1,7	3	803	51,6	13,1	107,3	107,3	1825,7	1644,7	74,7	0,0	0,0	14,2	282,9
2036	24,1	1,6	3	827	53,2	13,5	103,1	103,1	1928,8	1747,8	76,3	0,0	0,0	13,7	296,6
2037	20,6	1,3	3	848	54,6	13,8	96,2	96,2	2025,0	1844,0	78,3	0,0	0,0	12,0	308,6
2038	18,7	1,2	3	867	55,8	14,1	92,3	92,3	2117,3	1936,4	79,5	0,0	0,0	10,7	319,3



2039	16,7	1,1	2	884	56,9	14,4	89,1	89,1	2206,4	2025,5	81,0	0,0	0,0	9,3	328,6
2040	15,2	1,0	2	900	57,9	14,6	87,4	87,4	2293,8	2112,8	82,4	0,0	0,0	8,1	336,7
2041	13,7	0,9	2	914	58,7	14,9	86,0	86,0	2379,8	2198,9	83,8	0,0	0,0	6,9	343,6
2042	12,1	0,8	2	926	59,5	15,1	80,6	80,6	2460,4	2279,5	84,7	0,0	0,0	5,7	349,3
2043	10,7	0,7	2	937	60,2	15,3	77,0	77,0	2537,5	2356,5	85,8	0,0	0,0	4,6	353,9
2044	9,3	0,6	2	946	60,9	15,4	75,1	75,1	2612,5	2431,5	87,3	0,0	0,0	3,7	357,6
2045	8,1	0,5	1	955	61,4	15,5	68,6	68,6	2681,2	2500,2	88,0	0,0	0,0	3,1	360,7
2046	6,6	0,4	1	961	61,8	15,7	66,5	66,5	2747,7	2566,7	89,9	0,0	0,0	2,6	363,3
2047	5,4	0,4	1	967	62,2	15,7	64,6	64,6	2812,2	2631,3	91,4	0,0	0,0	2,2	365,4
2048	4,4	0,3	1	971	62,5	15,8	62,6	62,6	2874,8	2693,8	92,8	0,0	0,0	1,7	367,2
2049	3,4	0,2	1	975	62,7	15,9	60,8	60,8	2935,6	2754,6	94,2	0,0	0,0	1,4	368,6
2050	2,5	0,2	0	977	62,9	15,9	52,0	52,0	2987,6	2806,6	95,0	0,0	0,0	1,0	369,6
2051	2,0	0,1	0	979	63,0	15,9	50,1	50,1	3037,7	2856,7	95,9	0,0	0,0	0,8	370,4
2052	1,7	0,1	0	981	63,1	16,0	39,7	39,7	3077,5	2896,5	95,6	0,0	0,0	0,6	371,0
2053	1,3	0,1	0	983	63,2	16,0	37,6	37,6	3115,1	2934,1	96,5	0,0	0,0	0,5	371,5
2054	0,9	0,1	0	983	63,2	16,0	32,2	32,2	3147,3	2966,3	97,0	0,0	0,0	0,3	371,8
2055	0,6	0,0	0	984	63,3	16,0	31,4	31,4	3178,7	2997,7	98,1	0,0	0,0	0,2	371,9

Таблица 3.2.3 - Месторождение Тузколь. Характеристика основного фонда скважин. 2 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			ввод из консервации	ввод из других категорий	Пере-вод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водонагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемистость 1 водонагнет. скважины, м <sup>3</sup> /сут
	всего	добыв	нагнет						всего	добывающих	Водонагнет.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
2022	0	0	0	5	3	0	43	113	0	0	0	8	7	0	6,4	10,1	
2023	6	6	0	2	1	0	49	126	0	0	0	17	16	0	7,3	11,3	
2024	8	7	1	1	0	2	57	145	0	0	0	25	24	3	7,7	13,6	28,7
2025	8	7	1	1	0	2	65	167	0	0	0	33	33	6	8,7	14,9	43,2
2026	7	6	1	3	0	1	72	185	1	1	0	41	41	8	8,1	14,5	53,7



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТУЗКОЛЬ

2027	6	5	1	1	0	1	78	199	1	1	0	46	46	10	7,4	14,6	57,1
2028	3	2	1	1	1	0	81	206	0	0	0	50	50	11	6,8	14,6	55,7
2029	0	0	0	0	0	0	81	206	2	2	0	48	48	11	6,4	14,7	52,3
2030	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	48	48	11	5,5	14,7	50,4
2031	0	0	0	0	1	0	81	206	2	2	0	47	47	11	5,1	14,7	49,5
2032	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	47	47	11	4,6	14,3	46,9
2033	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	47	47	11	4,1	14,0	44,6
2034	0	0	0	0	1	0	81	206	0	0	0	48	48	11	3,7	13,8	43,6
2035	0	0	0	0	0	0	81	206	1	1	0	47	47	11	3,4	13,4	41,7
2036	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	47	47	11	3,2	13,2	40,6
2037	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	47	47	11	2,9	13,2	39,6
2038	0	0	0	0	0	0	81	206	2	2	0	45	45	11	2,7	13,1	37,7
2039	0	0	0	0	1	0	81	206	2	2	0	44	44	11	2,6	13,0	36,4
2040	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	44	44	11	2,5	13,0	36,1
2041	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	44	44	11	2,3	12,9	35,7
2042	0	0	0	0	0	0	81	206	2	2	0	42	42	11	2,2	12,8	33,1
2043	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	42	42	11	2,1	12,7	32,8
2044	0	0	0	0	0	0	81	206	2	2	0	40	40	11	2,1	12,6	31,7
2045	0	0	0	0	0	0	81	206	1	1	0	39	39	11	2,0	12,5	30,3
2046	0	0	0	0	0	0	81	206	1	0	1	39	39	10	1,8	12,3	32,9
2047	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	39	39	10	1,7	12,2	32,4
2048	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	39	39	10	1,6	12,1	31,7
2049	0	0	0	0	0	0	81	206	1	0	1	39	39	9	1,5	12,0	34,7
2050	0	0	0	0	0	0	81	206	2	2	0	37	37	9	1,4	12,0	32,6
2051	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	37	37	9	1,3	11,9	32,1
2052	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	35	35	8	1,2	11,6	32,2
2053	0	0	0	0	0	0	81	206	1	0	1	33	33	7	1,2	11,3	35,1
2054	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	28	28	6	1,1	11,3	37,0
2055	0	0	0	0	0	0	81	206	0	0	0	28	28	6	1,0	11,2	35,5



Таблица 3.2.4 - Месторождение Тузколь. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.2 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Закачка воды		Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2022	15,1	1,0	1	152	9,8	2,5	23,9	23,1	213,1	32,1	36,8	0,0	0,0	3,3	47,5
2023	36,8	2,4	3	189	12,1	3,1	56,8	54,8	269,8	86,8	35,2	0,0	0,0	9,4	56,9
2024	57,2	3,7	4	246	15,8	4,0	100,5	95,6	370,3	182,5	43,1	25,4	25,4	17,7	74,5
2025	84,9	5,5	6	331	21,3	5,4	145,4	145,4	515,7	327,8	41,6	76,6	102,1	27,1	101,6
2026	98,2	6,3	8	429	27,6	7,0	176,0	176,0	691,6	503,8	44,2	127,0	229,1	31,2	132,8
2027	101,1	6,5	9	530	34,1	8,6	198,8	198,8	890,5	702,6	49,1	168,9	398,0	32,5	165,2
2028	100,3	6,5	10	630	40,5	10,3	215,2	215,2	1105,6	917,8	53,4	181,0	579,0	33,8	199,0
2029	90,4	5,8	10	721	46,4	11,7	209,0	209,0	1314,7	1126,8	56,7	170,0	749,0	31,0	230,0
2030	78,3	5,0	9	799	51,4	13,0	208,8	208,8	1523,5	1335,7	62,5	164,0	913,0	27,9	257,9
2031	70,3	4,5	9	869	55,9	14,2	204,6	204,6	1728,1	1540,2	65,6	160,9	1074,0	24,6	282,4
2032	63,3	4,1	9	933	60,0	15,2	199,2	199,2	1927,3	1739,5	68,2	152,6	1226,6	22,5	304,9
2033	57,4	3,7	9	990	63,7	16,1	194,1	194,1	2121,4	1933,6	70,4	145,2	1371,7	21,2	326,2
2034	52,4	3,4	9	1043	67,0	17,0	195,7	195,7	2317,1	2129,3	73,2	141,7	1513,4	20,1	346,3
2035	47,3	3,0	9	1090	70,1	17,7	186,6	186,6	2503,8	2315,9	74,7	135,8	1649,2	19,0	365,3
2036	44,4	2,9	10	1134	72,9	18,5	183,8	183,8	2687,6	2499,8	75,9	132,2	1781,3	18,3	383,6
2037	40,1	2,6	10	1174	75,5	19,1	182,8	182,8	2870,4	2682,6	78,1	128,9	1910,3	16,6	400,2
2038	36,4	2,3	10	1211	77,9	19,7	173,9	173,9	3044,3	2856,5	79,1	122,7	2032,9	15,0	415,3
2039	33,9	2,2	10	1245	80,0	20,3	168,9	168,9	3213,2	3025,3	79,9	118,4	2151,3	13,3	428,6
2040	32,2	2,1	10	1277	82,1	20,8	168,7	168,7	3381,8	3194,0	80,9	117,6	2268,9	12,2	440,7
2041	30,6	2,0	11	1307	84,1	21,3	167,7	167,7	3549,5	3361,7	81,8	116,3	2385,1	11,0	451,8
2042	27,8	1,8	11	1335	85,9	21,7	158,5	158,5	3708,0	3520,2	82,5	107,8	2492,9	9,4	461,2
2043	26,4	1,7	12	1362	87,6	22,2	157,6	157,6	3865,6	3677,7	83,3	106,6	2599,5	8,5	469,7
2044	24,3	1,6	13	1386	89,1	22,6	148,5	148,5	4014,0	3826,2	83,7	103,0	2702,5	7,2	476,9



2045	22,6	1,5	13	1408	90,6	22,9	143,6	143,6	4157,6	3969,8	84,3	98,7	2801,2	6,6	483,5
2046	20,9	1,3	14	1429	91,9	23,3	142,4	142,4	4300,0	4112,2	85,3	97,2	2898,3	6,1	489,5
2047	19,5	1,3	16	1449	93,2	23,6	141,2	141,2	4441,2	4253,4	86,2	95,9	2994,2	5,6	495,2
2048	18,2	1,2	17	1467	94,3	23,9	140,0	140,0	4581,2	4393,4	87,0	93,7	3087,9	5,2	500,3
2049	17,0	1,1	19	1484	95,4	24,2	138,8	138,8	4720,1	4532,2	87,7	92,5	3180,3	4,7	505,1
2050	15,2	1,0	21	1499	96,4	24,4	131,0	131,0	4851,0	4663,2	88,4	86,7	3267,0	4,1	509,2
2051	14,0	0,9	25	1513	97,3	24,6	129,8	129,8	4980,9	4793,0	89,2	85,4	3352,4	3,8	513,0
2052	12,5	0,8	30	1526	98,1	24,8	119,8	119,8	5100,7	4912,9	89,6	76,1	3428,5	3,0	516,0
2053	11,3	0,7	39	1537	98,8	25,0	110,7	110,7	5211,4	5023,6	89,8	72,6	3501,1	2,6	518,6
2054	9,5	0,6	53	1547	99,5	25,2	93,6	93,6	5305,0	5117,1	89,8	65,6	3566,8	1,8	520,4
2055	8,4	0,5	100	1555	100,0	25,3	92,6	92,6	5397,5	5209,7	90,9	62,9	3629,7	1,6	522,0

Таблица 3.2.5 - Месторождение Тузколь. Характеристика основного фонда скважин. 3 вариант

Годы	Ввод скважин из бурения за период			ввод из консервации	ввод из других категорий	Перевод скважин в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водоагнет. скважин на конец периода	Среднегодовой дебит на 1 скв., т/сут		Приемистость 1 водоагн. скважины, м <sup>3</sup> /сут
	всего	добыв	агнет.						всего	добыва	водоагнет.	всего	в т.ч. механизир.		нефти	жидкости	
2022	0	0	0	5	3	0	42	110	0	0	0	8	7	0	6,4	10,1	
2023	7	7	0	2	1	0	49	125	0	0	0	18	16	0	7,4	11,4	
2024	12	10	2	1	0	2	61	146	0	0	0	29	27	4	8,5	18,5	32,3
2025	11	9	2	1	0	2	72	170	0	0	0	39	39	8	8,6	20,8	50,9
2026	8	7	1	3	0	1	80	188	1	1	0	48	48	10	8,2	21,2	71,0
2027	6	5	1	1	0	1	86	202	1	1	0	53	53	12	7,6	20,9	74,0
2028	4	3	1	1	1	0	90	212	0	0	0	58	58	13	7,0	20,1	71,9
2029	0	0	0	0	0	0	90	212	2	2	0	56	56	13	6,7	20,1	67,7
2030	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	56	56	13	5,9	19,8	65,6
2031	0	0	0	0	1	0	90	212	2	2	0	55	55	13	4,8	19,8	63,9
2032	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	55	55	13	4,3	19,5	62,0
2033	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	55	55	13	3,9	19,2	60,4
2034	0	0	0	0	1	0	90	212	0	0	0	56	56	13	3,5	18,6	58,9



2035	0	0	0	0	0	0	90	212	1	1	0	55	55	13	3,2	18,6	57,5
2036	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	55	55	13	3,0	18,3	56,2
2037	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	55	55	13	2,7	18,1	54,9
2038	0	0	0	0	0	0	90	212	2	2	0	53	53	13	2,5	18,5	53,9
2039	0	0	0	0	1	0	90	212	2	2	0	52	52	13	2,3	18,7	52,9
2040	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	46	46	11	2,3	18,3	52,9
2041	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	46	46	11	2,0	18,1	52,0
2042	0	0	0	0	0	0	90	212	2	2	0	44	44	11	1,7	18,4	49,7
2043	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	44	44	11	1,4	18,2	48,7
2044	0	0	0	0	0	0	90	212	1	1	0	33	33	8	1,4	18,1	52,7
2045	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	33	33	8	1,1	17,9	51,9
2046	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	33	33	8	0,8	17,7	50,4
2047	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	33	33	8	0,6	17,4	49,2
2048	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	2	2	1	1,0	15,2	25,0
2049	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	2	2	1	0,9	15,2	24,8
2050	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	2	2	1	0,8	15,1	24,6
2051	0	0	0	0	0	0	90	212	0	0	0	2	2	1	0,7	15,1	24,4

Таблица 3.2.6 - Месторождение Тузколь. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости.3 вариант

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых запасов, %	Коеф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность нефти, %	Закачка воды		Добыча газа, млн.м <sup>3</sup>	
		начальных	текущих				всего	механиз. способом	всего	механиз. способом		годовая	накопленная	годовая	накопленная
2022	15,1	1,0	1	152	9,8	2,5	23,9	23,1	213,1	32,1	36,8	0,0	0,0	3,3	47,5
2023	39,4	2,5	3	191	12,3	3,1	60,7	57,5	273,7	89,6	35,1	0,0	0,0	10,0	57,5
2024	72,6	4,7	5	264	17,0	4,3	158,5	150,3	432,2	239,9	54,2	38,1	25,4	21,7	79,2
2025	99,6	6,4	8	363	23,4	5,9	240,1	240,1	672,3	480,0	58,5	120,5	145,9	31,2	110,4
2026	116,4	7,5	10	480	30,9	7,8	300,2	300,2	972,4	780,1	61,2	209,9	355,8	35,6	146,0
2027	119,7	7,7	11	600	38,6	9,8	328,1	328,1	1300,5	1108,2	63,5	262,6	618,4	37,0	183,0
2028	120,2	7,7	13	720	46,3	11,7	345,2	345,2	1645,7	1453,4	65,2	276,4	894,8	39,8	222,8
2029	110,9	7,1	13	831	53,4	13,5	332,6	332,6	1978,3	1786,0	66,7	260,1	1154,9	37,5	260,2



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТУЗКОЛЬ

2030	97,4	6,3	13	928	59,7	15,1	327,2	327,2	2305,5	2113,2	70,2	252,0	1406,9	34,0	294,2
2031	77,4	5,0	12	1006	64,7	16,4	322,0	322,0	2627,5	2435,2	76,0	245,5	1652,4	28,3	322,5
2032	69,6	4,5	13	1075	69,1	17,5	316,9	316,9	2944,4	2752,1	78,0	238,4	1890,8	26,0	348,5
2033	63,1	4,1	13	1138	73,2	18,5	312,1	312,1	3256,5	3064,2	79,8	232,3	2123,1	24,1	372,6
2034	57,7	3,7	14	1196	76,9	19,5	307,4	307,4	3563,9	3371,6	81,2	226,4	2349,6	22,7	395,3
2035	52,6	3,4	15	1249	80,3	20,3	302,7	302,7	3866,7	3674,4	82,6	220,9	2570,5	21,0	416,3
2036	48,8	3,1	16	1297	83,4	21,1	298,2	298,2	4164,8	3972,5	83,6	216,0	2786,5	19,9	436,1
2037	44,2	2,8	17	1341	86,3	21,8	293,7	293,7	4458,5	4266,2	85,0	211,0	2997,5	17,3	453,5
2038	39,5	2,5	18	1381	88,8	22,5	290,4	290,4	4748,9	4556,6	86,4	207,1	3204,6	14,8	468,3
2039	35,5	2,3	20	1416	91,1	23,1	287,1	287,1	5036,0	4843,7	87,6	203,4	3408,0	12,7	481,0
2040	30,9	2,0	22	1447	93,1	23,6	249,5	249,5	5285,5	5093,2	87,6	171,9	3579,9	10,2	491,2
2041	27,4	1,8	25	1475	94,8	24,0	246,6	246,6	5532,1	5339,8	88,9	169,0	3748,9	8,7	499,9
2042	22,5	1,4	28	1497	96,3	24,4	239,3	239,3	5771,4	5579,1	90,6	161,7	3910,6	6,7	506,7
2043	18,3	1,2	32	1516	97,5	24,7	236,6	236,6	6008,0	5815,7	92,3	158,4	4068,9	5,6	512,2
2044	13,2	0,9	34	1529	98,3	24,9	176,8	176,8	6184,8	5992,5	92,5	124,5	4193,5	4,1	516,3
2045	11,2	0,7	43	1540	99,0	25,1	175,1	175,1	6359,9	6167,6	93,6	122,7	4316,2	3,4	519,7
2046	7,5	0,5	50	1548	99,5	25,2	172,2	172,2	6532,1	6339,8	95,6	119,3	4435,5	2,5	522,2
2047	5,6	0,4	74	1553	99,9	25,3	169,4	169,4	6701,5	6509,2	96,7	116,4	4551,9	2,0	524,2
2048	0,6	0,0	29	1554	99,9	25,3	9,0	9,0	6710,5	6518,2	93,7	7,4	4559,3	0,6	524,8
2049	0,5	0,0	37	1554	99,9	25,3	9,0	9,0	6719,5	6527,2	94,3	7,3	4566,6	0,5	525,4
2050	0,5	0,0	53	1555	100,0	25,3	8,9	8,9	6728,4	6536,1	94,9	7,3	4573,9	0,5	525,8
2051	0,4	0,0	102	1555	100,0	25,3	8,9	8,9	6737,3	6545,0	95,4	7,2	4581,2	0,4	526,3



### 3.3 Система сбора и промысловая подготовка продукции скважин

#### 3.3.1 Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

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

На данный момент на месторождении Тузколь эксплуатация нефтяных скважин приостановлена, в связи с окончанием срока ПЭ и ожидания получения контракта на добычу.

На этапе пробной эксплуатации внутрипромысловый сбор добываемой продукции осуществлялся индивидуально по скважинам, не подключенным к герметизированной системе сбора. В составе индивидуальной системы сбора скважинной продукции по скважинам на месторождениях Тузколь использовалось следующее оборудование:

- Устьевой подогреватель;
- Двухфазный нефтегазосепаратор;
- Накопительная емкость;
- Газовый сепаратор с конденсатосборником;
- Нефтеналивная площадка;
- Факельная установка.

На этапе пробной эксплуатации была следующая технология: поток газожидкостной смеси от добывающих скважин по трубопроводу поступал на устьевой подогреватель нефти, затем на блок гребенки для замера текущего дебита скважины. После замера объединенный нефтегазовый поток поступал в нефтегазовый сепаратор (НГС) первой ступени сепарации, где происходил основной процесс отделения газа от нефти.

Отделившаяся нефтяная эмульсия поступала в накопительную емкость, работающую под избыточным давлением 0,05 МПа, где происходила окончательная дегазация нефти и ее слив в автоцистерны через наливной стояк. Накопительная емкость установлена на высоте, обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком. Нефтяная эмульсия вывозилась автоцистернами на первичную подготовку на ГУ-1 месторождения Западный Тузколь, откуда по межпромысловому коллектору Ø 273 мм подавалась на ЦППН месторождения Кумколь компании АО «ПКР» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю.

Газ, выделяющийся в процессе сепарации, направлялся частично в качестве топлива на устьевой подогреватель, а оставшийся газ, пройдя через факельный сепаратор, оснащенный конденсатосборником, сжигался на факельной установке. Для сброса капельной

жидкости с конденсатосборника предусмотрена дренажная емкость.

На рисунке 3.3.1.1 представлена принципиальная блок-схема системы сбора, транспортировки и первичной подготовки добываемой продукции месторождения Тузколь.

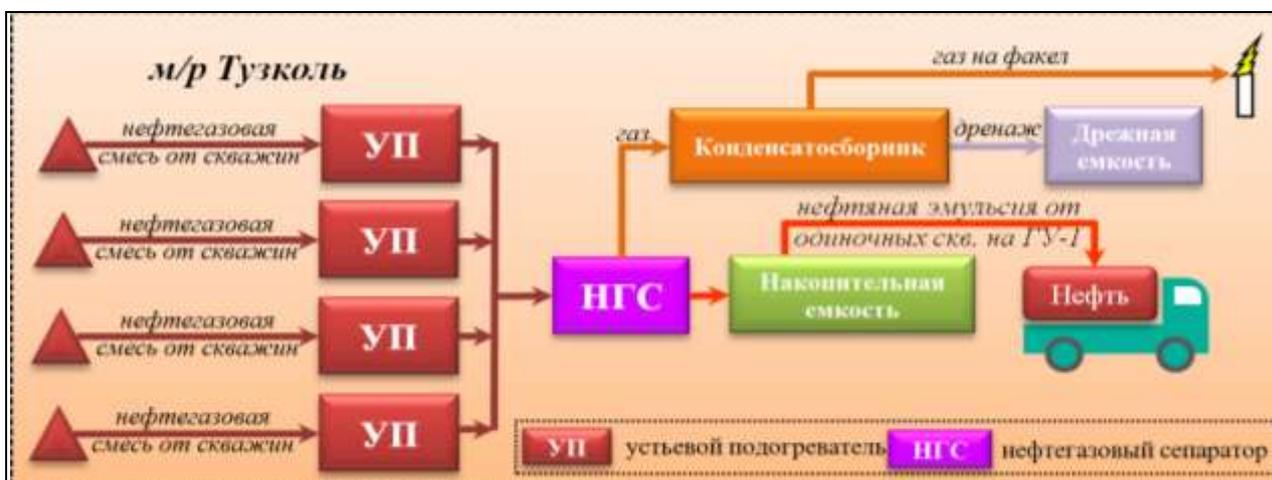


Рисунок 3.3.1.1 – Принципиальная блок-схема системы сбора, транспортировки и подготовки добываемой продукции месторождения Тузколь

Для определения оптимального пути развития месторождения в рамках данного документа рассматривается несколько вариантов разработки, различающихся методом воздействия на пласт и, соответственно, размещением и количеством добывающих скважин, назначением и производительностью нагнетательной системы.

При проектировании системы сбора продукции скважин в соответствии с вариантом разработки на месторождении Тузколь для ее оптимизации и учета требований к ней необходимо выполнение следующих рекомендаций:

- 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;
- система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- нефтесборные коллектора должны быть оснащены скребками для периодического контроля и очистки трубопроводов;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить 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.

С учетом вышеизложенных рекомендаций технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции месторождения следующая: газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям подается на замерные установки, где на тестовом сепараторе осуществляется поскважинный замер добываемой продукции, далее общий поток флюида поступает по трубопроводу на первичную подготовку на ГУ-1 месторождения Западный Тузколь, откуда по межпромысловому коллектору Ø 273 мм подается на ЦППН месторождения Кумколь компании АО «ПКР» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю.

Выделившийся попутный газ при сепарации планируется частично использовать на собственные нужды промысла в печах подогрева нефти, а оставшийся объем газа в составе нефтегазовой жидкости будут транспортировать на ГУ-1 месторождения Западный Тузколь для использования в печах подогрева нефти и на газотурбинной установке ГТУ для выработки электроэнергии.

Отделившаяся пластовая вода насосами откачивается в систему ППД.

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

В вариантах, где предполагается закачка воды в пласт, необходимо предусмотреть строительство нагнетательной системы, БКНС.

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

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

Все технологические данные по протяженностям всех видов трубопроводов для технико-экономической оценки даны ориентировочно, т.к. размещение всех объектов

системы сбора и подготовки будет уточняться на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

### **3.3.2 Требования к проектным решениям по переработке (утилизации) природного и попутного газа**

Регулирование вопросов использования попутного нефтяного газа (ПНГ) в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями, приказами Правительства РК.

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

Для выполнения обязательств Недропользователем была разработана и утверждена «Программа развития переработки газа при пробной эксплуатации месторождения Тузколь на 2017-2019гг» (Протокол МЭ РК №6 от 15.12.2017г.).

В соответствии с «Программой развития...» объем технологически неизбежного сжигания газа в период с 22.12.2017г. по 31.12.2017г. составил 0,15042 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ12VCQ00000322 от 22.12.2017г.), с 01.01.2018г. по 11.12.2018 г. – 14,015661 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ28VCQ00000325 от 26.12.2017г.), с 12.12.2018г. по 31.12.2018г. - 1,273339 млн.м<sup>3</sup> (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ53VCQ00000360 от 02.11.2018г.).

В рамках утвержденной «Программы развития переработки газа при пробной эксплуатации месторождения Тузколь на 2017-2019 гг» был согласован объем технологически неизбежного сжигания газа на месторождении Тузколь на 2019 год в объеме 10,018 млн.м<sup>3</sup> (Протокол №8.1 РГ МЭ РК от 22.11.2018г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа № KZ42VCQ00000364 от 12.12.2018г.)

Согласно утвержденным «Программам развития...» в период пробной эксплуатации выделившийся при сепарации нефти попутный газ использовался на собственные нужды (в печах подогрева), а оставшийся газ сжигался на факельной установке.

На данный момент на месторождении Тузколь эксплуатация нефтяных скважин приостановлена.

В соответствии с проектными решениями выделившийся попутный газ при сепарации

планируется частично использовать на собственные нужды промысла в печах подогрева нефти, а оставшийся объем газа в составе нефтегазовой жидкости будут транспортировать на ГУ-1 месторождения Западный Тузколь для использования в печах подогрева нефти и на газотурбинной установке ГТУ для выработки электроэнергии.

По предоставленной информации Заказчика в рамках рабочего проекта по электроснабжению месторождения Тузколь намечено строительство магистральной линии электропередачи с ГУ месторождения Западный Тузколь до месторождения Тузколь.

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

### **3.4 Свойства и состав нефти, газа и воды**

#### **3.4.1 Свойства пластовой нефти**

За весь период разведки и пробной эксплуатации на структурах Тузколь, Белькудук и Таскудук были отобраны и исследованы 23 пробы пластовой нефти из скважин ТК-1, ТК-6, ТК-11, ТК-18, ТК-20, ТК-24, ТК-34, ТК-40, ТК-41, БК-1, БК-4, БК-8, ТСК-1 нефтяных и газонефтяных залежей I, IV, V, VI участков.

Исследования пластовой нефти проведены в лабораториях ТОО «М-Техсервис» и «СиЭнИСи».

При пластовом давлении и температуре проведен комплекс PVT-исследований, включающий в себя:

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

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.

Все результаты исследований по состоянию изученности на 01.01.2021 г. представлены в таблице 3.4.1.1.

Таблица 3.4.1.1 - Месторождение Тузколь. Физико-химические свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2021 г.

№№ скв	Продуктивный горизонт	№№ участка	Тип залежи	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Глубина отбора, м	Рпл., МПа	Тпл., °С	Рнас., МПа	Объемный коэфф.	Усадка, %	Газосодержание		Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>		Вязкость		Коэфф-т растворим., м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> , МПа	Исполнитель	
												м <sup>3</sup> /т	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	пластовой	дегазированной	динамич., МПа·с	кинемат., мкм <sup>2</sup> /с			
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
<b>I объект разработки</b>																				
ТК-1	Ю-IV-1-1-А	I	Н	29.12.2006	1345-1372	1340	13,34	43,48	13,05	1,712	39,90	255,11	201,00	0,600	0,788	0,18	0,23	15,43	ТОО «М-Техсервис»	
ТК-1	Ю-IV-1-2-Б	I		15.12.2006	1488-1510	1465	14,34	50,37	13,18	1,635	38,05	274,92	219,00	0,642	0,797	0,20	0,25	16,59	ТОО «М-Техсервис»	
ТК-1				19.02.2019	1488-1510	1380	9,83	49,30	9,77	1,532	34,70	206,00	162,00	0,643	0,786	0,45	0,57	16,58	СиЭНИСи	
<b>Среднее по Ю-IV-1-2-Б I участка</b>									<b>11,48</b>	<b>1,584</b>	<b>36,38</b>	<b>240,46</b>	<b>190,50</b>	<b>0,642</b>	<b>0,791</b>	<b>0,32</b>	<b>0,41</b>	<b>16,59</b>		
ТК-11	Ю-IV-1-4	I	Н	25.07.2009	1650-1653	1635	16,08	56,05	15,75	1,553	35,60	269,19	210,00	0,647	0,780	0,27	0,34	13,33	СиЭНИСи	
ТК-20	Ю-IV-1-3	IV	ГН	06.01.2013	1592-1605	1580	11,93	53,83	11,79	1,481	32,46	195,54	156,00	0,657	0,798	0,29	0,36	13,23	СиЭНИСи	
<b>Среднее по I объекту</b>									<b>13,02</b>	<b>1,582</b>	<b>36,084</b>	<b>240,08</b>	<b>189,38</b>	<b>0,636</b>	<b>0,789</b>	<b>0,26</b>	<b>0,33</b>	<b>14,64</b>		
<b>II объект разработки</b>																				
ТК-20	Ю-IV-2-1	IV	Н	29.04.2013	1743-1750	1740	14,36	56,16	14,23	1,500	33,35	253,75	204,00	0,654	0,805	0,45	0,56	11,64	СиЭНИСи	
ТК-24	Ю-V-2	IV	ГН	31.05.2013	2352,5-2364,5	2320	21,79	74,48	21,65	1,544	35,24	230,68	189,00	0,652	0,819	0,31	0,38	8,71	СиЭНИСи	
БК-1	Ю-IV-2-1	V	ГН	11.06.2019	1544,5-1547; 1548-1556; 1561-1566	1500	15,07	51,61	14,85	1,537	34,93	227,50	182,00	0,644	0,800	0,43	0,54	12,28	СиЭНИСи	
ТК-40	Ю-IV-2-2	V	Н	29.02.2012	1653-1664	1630	15,93	54,69	15,45	1,521	34,26	222,75	179,00	0,652	0,804	0,28	0,34	11,6	СиЭНИСи	
				30.08.2018	1689,5-1694,0	1650	16,46	55,35	15,28	1,626	38,51	263,30	210,00	0,629	0,798	0,37	0,47	13,76		
				03.09.2019	1677-1682	1650	16,217	55,15	15,88	1,669	40,07	276,90	220,00	0,617	0,794	0,32	0,41	13,88		
				20.03.2019	1653,5-1660,5	1630	13,63	54,61	13,58	1,507	33,63	211,30	169,00	0,652	0,800	0,44	0,55	12,47		
				06.02.2019	1685-1688	1640	16,53	54,72	16,40	1,661	39,80	280,80	223,00	0,619	0,794	0,39	0,50	13,62		
ТК-41				20.02.2019	1664-1671	1650	13,72	54,57	13,59	1,504	33,51	207,30	166,00	0,651	0,801	0,44	0,55	12,19		
<b>Среднее по Ю-IV-2-2 V участка</b>									<b>15,03</b>	<b>1,581</b>	<b>36,63</b>	<b>243,73</b>	<b>194,50</b>	<b>0,637</b>	<b>0,799</b>	<b>0,37</b>	<b>0,47</b>	<b>12,92</b>		
БК-4	Ю-IV-2-3	V	Н	08.05.2013	1880,0-1885,0	1870	16,03	61,43	14,62	1,544	30,50	181,14	146,00	0,665	0,806	0,43	0,53	9,98	СиЭНИСи	
БК-8	Ю-V-1	V	Н	16.01.2018	1993-2002	1620	14,49	62,889	9,72	1,406	28,85	106,87	85,00	0,677	0,795	0,88	1,10	12,92	СиЭНИСи	
ТК-40				19.08.2018	1875-1882,5; 1884-1885,5	1800	18,31	59,13	17,02	1,734	42,32	298,40	239,00	0,609	0,801	0,35	0,43	14,06		
ТК-41				18.01.2019	1868-1870; 1874-1877; 1880-1885	1840	12,85	58,76	12,81	1,482	32,51	197,40	153,00	0,639	0,775	0,41	0,53	11,97		
<b>Среднее по Ю-V-1 V участка</b>									<b>13,18</b>	<b>1,541</b>	<b>34,56</b>	<b>200,89</b>	<b>159,00</b>	<b>0,642</b>	<b>0,790</b>	<b>0,54</b>	<b>0,69</b>	<b>12,98</b>		
<b>Среднее по II объекту</b>									<b>15,59</b>	<b>1,541</b>	<b>34,20</b>	<b>222,95</b>	<b>179,08</b>	<b>0,649</b>	<b>0,803</b>	<b>0,42</b>	<b>0,53</b>	<b>11,4189</b>		
<b>III объект разработки</b>																				
ТСК-1*	М-0-1	VI	Н	07.10.2010	1178-1189	1150	8,94	50,65	0,60	1,207	17,13	62,70	47,00	0,702	0,750	0,48	0,64	78,11	СиЭНИСи	
ТК-18*	М-0-2	VI	ГН	24.11.2009	1330-1337	1305	8,43	55,07	7,75	2,197	54,19	441,70	345,00	0,593	0,780	0,16	0,20	44,39	СиЭНИСи	
<b>Среднее по III объекту</b>																				
<b>Исследование газовых горизонтов</b>																				
ТК-39*	Ю-IV-2-2	III	ГК	15.06.2019	2514-2518; 2530-2537	2475	25,414	90,69	25,39	3,3878	70,48	925,16	717,00	0,4336	0,775	0,10	0,13	28,25	СиЭНИСи	
ТК-34*	Ю-V-2	V	Г	09.04.2019	2169-2176; 2179-2182	2150	20,29	67,00	20,23	2,691	62,84	702,03	535,00	0,495	0,762	0,18	0,24	26,43	СиЭНИСи	
				03.05.2019	2136-2140	2120	20,23	64,45	20,09	2,695	62,90	711,84	544,00	0,496	0,764	0,19	0,24	27,08		
<b>Вне объектов разработки</b>																				
ТК-6	М-0-2	I	ГН	24.01.2011	1070-1095	1055	10,153	51,30	7,17	1,329	24,73	132,6	109,00	0,732	0,822	1,40	1,70	15,14	СиЭНИСи	
<b>Примечание: * - отбракованные значения и пробы</b>																				

В 2019 г. были отобраны глубинные пробы из скважин ТК-34 и ТК-39. Интервалы перфорации в скважине ТК-34 (V участок) соответствуют газовой залежи горизонта Ю-V-2, в скважине ТК-39 (III участок) – газоконденсатной залежи горизонта Ю-IV-2-2. В результате исследований было определено, что пластовые флюиды скважин ТК-34 и ТК-39 принадлежит к летучей нефти. Пробы имеют высокое газосодержание и существенно отличающиеся от параметров пластовой нефти значения. Результаты исследований приведены в таблице 3.4.1.1 и отбракованы.

#### I объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти I объекта разработки представлены результатами исследований 4-х проб, отобранных из скважин ТК-1 и ТК-11с нефтяных залежей горизонтов Ю-IV-1-1-А, Ю-IV-1-2-Б и Ю-IV-1-4 I участка и 1 пробы из скважины ТК-20 с газонефтяной залежи горизонта Ю-IV-1-3 IV участка.

Давление насыщения в среднем по I объекту разработки составляет 13,02 МПа, газосодержание – 240,08 м<sup>3</sup>/т, объёмный коэффициент – 1,582 д.ед., плотность и вязкость нефти в пластовых условиях – 0,636 г/см<sup>3</sup> и 0,26 мПа\*с соответственно.

#### II объект разработки

Физико-химические свойства пластовой нефти II объекта разработки представлены результатами исследований 13 проб, отобранных из скважин ТК-20, ТК-24, ТК-40, ТК-41, БК-1, БК-4, БК-8 с нефтяных и газонефтяных залежей горизонтов Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-V-1, Ю-V-2, IV и V участка.

Давление насыщения в среднем по II объекту разработки составляет 15,59 МПа, газосодержание – 222,95 м<sup>3</sup>/т, объёмный коэффициент – 1,541 д.ед., плотность и вязкость нефти в пластовых условиях – 0,649 г/см<sup>3</sup> и 0,42 мПа\*с соответственно.

#### III объект разработки

По III объекту разработки отобраны и исследованы 1 проба из скважины ТСК-1 с нефтяной залежи горизонта М-0-1 VI участка и 1 проба из скважины ТК-18 с газонефтяной залежи горизонта М-0-2 VI участка.

Результаты исследований по пробе из скважины ТСК-1 отбракованы из-за заниженных значений параметров. Компонентный состав пластовой нефти сомнителен, состав растворённого газа нетипичен для растворённого нефтяного газа и также отбракован.

Проба из скважины ТК-18 отбракована из-за несоответствия параметров.

В связи с этим, физико-химические свойства пластовой нефти III объекта разработки остаются неописанными.

В таблице 3.4.1.2 представлены количество исследований и усреднённые значения параметров пластовой нефти по объектам разработки месторождения Тузколь.

Как видно из таблицы 3.4.1.2 параметры пластовой нефти по объектам разработки не имеют существенных отличий.

Таблица 3.4.1.2 - Месторождение Тузколь. Средние значения параметров пластовой нефти по состоянию на 01.01.2021 г.

Объект разработки	I				Среднее по I объекту	II						Среднее по II объекту
Горизонты	Ю-IV-1-1-А	Ю-IV-1-2-Б	Ю-IV-1-4	Ю-IV-1-3		Ю-IV-2-1	Ю-V-2	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-3	Ю-V-1	
Участок	I	I	I	IV		IV	IV	V	V	V	V	
Количество проб	1	2	1	1	5	1	1	1	6	1	3	13
Количество скважин	1	1	1	1	3	1	1	1	3	1	3	7
Параметры	Усреднённые значения											
Давление насыщения, МПа	13,05	11,48	15,75	11,79	<b>13,02</b>	14,23	21,65	14,85	15,03	14,62	13,18	<b>15,59</b>
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	255,11	240,46	269,19	195,54	<b>240,08</b>	253,75	230,68	227,5	243,73	181,14	200,89	<b>222,95</b>
Объемный коэф-т станд. сепарации, д.ед.	1,712	1,584	1,553	1,481	<b>1,582</b>	1,500	1,544	1,537	1,581	1,544	1,541	<b>1,541</b>
Плотность пластовой нефти, г/см <sup>3</sup>	0,600	0,642	0,647	0,657	<b>0,636</b>	0,654	0,652	0,644	0,637	0,665	0,642	<b>0,649</b>
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0,18	0,32	0,27	0,29	<b>0,26</b>	0,45	0,31	0,43	0,37	0,43	0,54	<b>0,42</b>

### **3.4.2 Физико-химические свойства дегазированной нефти**

За весь период разведки и пробной эксплуатации на структурах Тузколь, Белькудук и Таскудук были отобраны и исследованы 21 проба дегазированной нефти из скважин ТК-1, ТК-20, ТК-21, ТК-24, ТК-40, ТК-41, БК-1, БК-4, БК-8, ТСК-1 нефтяных и газонефтяных залежей I, II, IV, V, VI участков.

Исследования дегазированной нефти проведены в лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис», ТОО «Ойлсерт Интернейшнл» и «СиЭнИСи».

Все результаты исследований по состоянию изученности на 01.01.2021 г. приведены в таблице 3.4.2.1.

#### **I объект разработки**

Физико-химические свойства дегазированной нефти I объекта разработки представлены результатами исследований 4-х проб из скважин ТК-1, ТК-20 с нефтяной залежи горизонта Ю-IV-1-1-Б I участка и газонефтяной залежи горизонта Ю-IV-1-3 IV участка.

Проба нефти, отобранная 23.07.2014 г. из скважины ТК-20 отбракована из-за заниженных значений параметров.

Дегазированную нефть по типу нефти можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С – 0,7844 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 2,07 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 1,36 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 6,25 %, общей серы – 0,021 %, силикагелевых смол – 1,73 %, асфальтенов – 0,10 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет плюс 6 °С, температура вспышки в закрытом тигле – ниже 17 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 40 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 12 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 46 %, до температуры 300 °С – 71 %.

#### **II объект разработки**

II объект разработки представлен результатами исследований 16 проб из скважин ТК-20, ТК-21, ТК-24, ТК-40, ТК-41, БК-1, БК-4, БК-8 с нефтяных и газонефтяных залежей горизонтов Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-V-1, Ю-V-2 II, IV и V участков.



Таблица 3.4.2.1 - Месторождение Тузколь. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по состоянию на 01.01.2021 г.

№скв.	Продуктивный горизонт	№№ участка	Тип залежи	Дата отбора	Интервал перфорации, м	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Кинематическая вязкость, мкМ <sup>2</sup> /с				Температура, оС		Групповой углеводородный состав, %						Фракционный состав по Энглеру, %					Выход на К.К., %	Исполнитель			
							20°С	30°С	40°С	50°С	вспышки в з/т	застывания	парафин	сера	вода	селикагелевые смолы	асфальтены	примеси мех.	Н.К	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	27		
I объект разработки																												
ТК-1	Ю-IV-1-1-Б	I	Н	17.08.2018	1488,0-1496; 1502,0-1510,0	0,7783	1,92	1,65	1,46	1,29	ниже 20	5	3,9	0,021	6,3	1,5	отс.	0,0082	38	15	35	48	60	73	-	СиЭниСи		
ТК-20	Ю-IV-1-3	IV	ГН	11.10.2012	1592-1605	0,7888	2,20	1,83	1,59	1,40	ниже 8	3	11,20	0,017	0,03	2,10	0,15	0,008	40	9	28	42	54	68	-	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
ТК-20*				23.07.2014	1566,5-1574	0,7434	1,20	-	-	-	ниже 0	-50	-	0,004	-	-	-	-	-	-	49	-	-	-	97		-	96,5
ТК-20				17.08.2018	1592-1602	0,7922	2,22	1,89	1,65	1,45	ниже 20	9	6,00	0,023	36,40	1,80	0,05	0,0068	44	10	29	44	55	71	-		-	СиЭниСи
Среднее по Ю-IV-1-3 IV участка						0,7905	2,21	1,86	1,62	1,43	-	6	8,6	0,020	18,22	1,95	0,10	0,0074	42	10	29	43	55	70	-			
Среднее по I объекту						0,7844	2,07	1,76	1,54	1,36	ниже 17	6	6,25	0,021	12,26	1,73	0,10	0,0078	40	12	32	46	57	71	-			
II объект разработки																												
ТК-21*	Ю-IV-2-1	II	ГН	26.01.2013	2520-2531	0,7206	0,83	-	-	-	ниже 10	-40	-	0,002	0,03	-	-	0,005	20	32	58	72	83	88	90	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
ТК-21*	Ю-IV-2-3	II	Н	16-17.02.2013	2780-2791; 2862-2867	0,7129	0,79	-	-	-	ниже 10	-42	-	0,003	0,03	-	-	0,005	20	30	45	70	75	-	85	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
ТК-20	Ю-IV-2-1	IV	Н	07.02.2013	1743-1750	0,7980	3,02	2,40	2,03	1,76	ниже 10	8	13,50	0,028	1,20	0,32	0,02	0,0082	40	10	27	40	50	65	-	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
ТК-24*	Ю-V-2	IV	ГН	15.09.2013	2338,5-2341	0,7677	1,28	-	-	-	ниже 0	-20	-	0,005	0,03	-	-	0,063	55	10	40	70	80	85	96	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
ТК-24				27.05.2013	2352,5-2364,5	0,8113	16,04*	4,21	3,31	2,77	ниже 15	16	13,00	0,026	0,60	1,00	0,01	0,0085	50	7	19	28	37	51	-	-	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»	
БК-1	Ю-IV-2-1	V	Н	29.06.2012	1544,5-1547; 1548-1556; 1561-1566	0,7890	2,55	2,17	1,86	1,63	10	5	8,80	0,014	-	0,62	0,05	0,0002	48	8	25	39	51	66	-	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
БК-1	Ю-IV-2-2	V	Н	16.03.2012	1653-1664	0,7940	3,08	2,57	2,01	1,87	ниже 0	13	30*	0,023	0,03	0,75	0,05	0,006	47	8	23	34	46	61	-	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
ТК-40				23.01.2019	1653,5-1660,5	0,7880	2,51	2,18	1,83	1,65	ниже 20	12	9,10	0,020	4,30	1,70	0,06	0,0078	39	9	24	37	47	61	-			
ТК-41				12.10.2018	1677-1682	0,7878	2,23	1,90	1,65	1,45	ниже 20	12	7,00	0,019	отс.	1,70	0,02	0,0088	40	13	31	43	55	68	-			
ТК-41				01.02.2019	1685-1688	0,7803	2,15	1,83	1,60	1,40	ниже 20	10	7,00	0,015	0,09	2,00	0,09	0,0077	36	11	29	42	53	67	-			
Среднее по Ю-IV-2-2 V участка						0,78753	2,49	2,12	1,77	1,59	-	12	7,70	0,019	1,11	1,54	0,06	0,0076	41	10	27	39	50	64	-			
БК-4	Ю-IV-2-3	V	Н	02.05.2013	1880-1885	0,8050	3,61	2,76	2,29	1,96	ниже 12	10	13,50	0,024	0,30	1,10	0,03	0,0078	55	7	22	34	47	65	-	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
БК-8	Ю-V-1	V	Н	18.07.2018	1933,5-1940,5	0,8067	4,72	3,44	2,84	2,40	ниже 20	18	9,10	0,031	40,10	1,40	0,08	0,018	80	2	15	30	43	60	-	ТОО «Ойлсерт Интернейшнл»		
ТК-40				14.06.2018	1947,5-1951,0	0,7856	2,60	2,22	2,15	2,00	ниже 20	8	11,50	0,021	отс.	1,20	0,08	0,0085	37	12	27	37	48	62	-			
				10.01.2018	2005-2007	0,7906	2,82	2,36	2,05	1,78	ниже 20	10	9,10	0,027	20,30	1,20	0,08	0,0086	49	10	25	36	48	63	-			
ТК-41				12.10.2018	1875-1882,5; 1884-1885,5	0,7894	2,81	2,39	2,05	1,79	ниже 20	14	8,90	0,019	20,50	1,80	0,02	0,0055	42	12	28	39	50	62	-			
ТК-41	23.01.2019	1868-1870; 1874-1877; 1880-1885	0,7836	2,54	2,15	1,88	1,70	ниже 20	12	9,90	0,007	1,90	1,90	0,08	0,0081	32	10	25	36	46	59	-	-					
Среднее по Ю-V-1 V участка						0,7912	3,10	2,51	2,19	1,93	ниже 20	12	9,70	0,021	16,56	1,50	0,07	0,0097	48	9	24	36	47	61	-			
Среднее по II объекту						0,7970	2,95	2,70	2,24	1,94	ниже 13	11	11,03	0,022	3,95	1,01	0,04	0,007	47	9	24	36	47	62	-			
III объект разработки																												
ТСК-1	М-0-1	VI	Н	1.11- 12.11.2010	1179-1181; 1186-1189	0,7490	1,16	1,06	0,94	0,86	-25	-14	2,60	0,200	5,00	1,80	0,10	-	30	28	51	63	70	78	85	ТОО "Мунайгазгеол сервис"		
Среднее по М-0-1 и III объекту						0,7490	1,16	1,06	0,94	0,86	-25	-14	2,60	0,200	5,00	1,80	0,10	-	30	28	51	63	70	78	85			

Примечание: \* - отбракованные значения и пробы

Обе пробы из скважины ТК-21 и проба из скважины ТК-24 от 15.09.2013 г. отбракованы из-за заниженных значений параметров. Полученные значения параметров сильно отличаются от проб дегазированной нефти по другим горизонтам, больше напоминая конденсат.

По данным пробам проведён неполный объём исследований в ТОО «Ойлсерт Интернейшнл» в 2013 г.

Также отбраковано завышенное значение кинематической вязкости при 20 °С по пробе из скважины ТК-24 от 27.05.2013 г. и завышенное значение массового содержания парафинов по пробе из скважины БК-1 от 16.03.2012 г. Отбракованные значения не учитывались при усреднении.

Дегазированную нефть II объекта разработки по типу в среднем можно охарактеризовать, как особо легкую с плотностью при температуре 20 °С – 0,7970 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 2,95 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 1,94 мм<sup>2</sup>/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 11,03 %, общей серы – 0,022 %, силикагелевых смол – 1,01 %, асфальтенов – 0,04 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет плюс 11 °С, температура вспышки в закрытом тигле – ниже 13 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 47 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 9 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 36 %, до температуры 300 °С – 62 %.

### III объект разработки

Физико-химические свойства дегазированной нефти XXI объекта разработки представлены результатами исследований пробы, отобранной из скважины ТСК-1 с нефтяной залежи горизонта М-0-1 VI участка.

Дегазированная нефть по типу характеризуется как особо легкая с плотностью при температуре 20 °С 0,749 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость нефти составляет при температуре 20 °С – 1,16 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 0,86 мм<sup>2</sup>/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти составляет – 2,60 %, общей серы – 0,20 %, силикагелевых смол – 1,80 %, асфальтенов – 0,10 %. Температура застывания дегазированной нефти составляет минус 14 °С, температура вспышки в закрытом тигле – минус 25 °С.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет плюс 30 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих при атмосферном давлении, составляет до температуры 100 °С – 28 %, до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – 63 %, до температуры 300 °С – 78 %.

В таблице 3.4.2.2 приведены результаты исследований поверхностных проб жидких УВ, проведенных в 2007-2009 гг. в полевой лаборатории ТОО «SSM-Ойл». Данная таблица составлена по материалам, приведенных в ранних документах.

**Таблица 3.4.2.2 - Месторождение Тузколь. Анализ поверхностных проб**

№ скв.	Горизонт	Участок	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Содержание серы, % масс.
1	2	3	4	5
ТК-1	Ю-IV-1-1-А, Ю-IV-1-1-Б	I	0,767	0,433
ТК-4	Ю-IV-2-3	IV	0,806	0,399
ТК-5	Ю-IV-1-3	I	0,795	-
ТК-6	Ю-IV-2-2	I	0,812	-
ТК-7	Ю-IV-2-2	III	0,749	0,101
ТК-10	Ю-V-2	III	0,793	-

В таблице 3.4.2.3 представлены количество исследований и усреднённые значения параметров дегазированной нефти по объектам разработки по состоянию изученности на 01.01.2021 г.

Дегазированная нефть месторождения Тузколь является особо лёгкой, маловязкой, парафинистой и высокопарафинистой, малосернистой, малосмолистой, застывающей преимущественно при положительных температурах и с высоким выходом светлых фракций.

Большинство объектов разработки представлены единичными исследованиями проб дегазированной нефти. В дальнейшем физико-химические свойства дегазированной нефти требуют уточнения.

Таблица 3.4.2.3 - Месторождение Тузколь. Средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию на 01.01.2021 г.

Объект разработки	I		Среднее по I объекту	II						Среднее по II объекту	III
	Ю-IV-1-1-Б	Ю-IV-1-3		Ю-IV-2-1	Ю-V-2	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-3	Ю-V-1		M-0-2
Участок	I	IV		IV	IV	V	V	V	V		VI
Количество проб	1	2	3	1	1	1	4	1	5	13	1
Количество скважин	1	1	2	1	1	1	3	1	3	6	1
Параметры	Усреднённые значения										
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,7783	0,7905	<b>0,7844</b>	0,7980	0,8113	0,7890	0,7875	0,8050	0,7912	<b>0,7990</b>	0,7490
	Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с										
при 20 °С	1,92	2,21	<b>2,07</b>	3,02	-	2,55	2,49	3,61	3,10	<b>2,95</b>	1,16
при 50 °С	1,29	1,43	<b>1,36</b>	1,76	2,77	1,63	1,59	1,96	1,93	<b>1,94</b>	0,86
Температура застывания, °С	5	6	<b>6</b>	8	16	5	12	10	12	<b>11</b>	-14
	Массовое содержание:										
- общей серы, % масс.	0,021	0,020	<b>0,021</b>	0,028	0,026	0,014	0,020	0,024	0,021	<b>0,022</b>	0,200
- смол силикагелевых, % масс.	1,50	1,95	<b>1,73</b>	0,32	1,00	0,62	1,54	1,10	1,50	<b>1,01</b>	1,80
- асфальтенов, % масс.	отс.	0,10	<b>0,10</b>	0,02	0,01	0,05	0,06	0,03	0,07	<b>0,04</b>	0,10
- парафинов, % масс.	3,90	8,60	<b>6,25</b>	13,50	13,00	8,80	7,70	13,50	9,70	<b>11,03</b>	2,60
Температура начала кипения, °С	38	42	<b>40</b>	40	50	48	41	55	48	<b>47</b>	30
	Выход фракций, % об.										
до 100 °С	15	10	<b>12</b>	10	7	8	10	7	9	<b>9</b>	28
до 200 °С	48	43	<b>46</b>	40	28	39	39	34	36	<b>36</b>	63
до 300 °С	73	70	<b>71</b>	65	51	66	64	65	61	<b>62</b>	78

### **3.4.3 Компонентный состав растворённого газа**

Компонентный состав растворённого газа месторождения Тузколь изучен по результатам исследований 21 пробы газа однократного разгазирования проб пластовой нефти нефтяных и газонефтяных залежей.

Исследования проведены в лабораториях китайской компании «СиЭнИСи» и ТОО «М-Техсервис».

При изучении данных не рассматривались составы газа, полученные при однократном разгазировании глубинных проб из скважин ТК-39 (от 15.06.2019 г., ИП – 2514-2518; 2530-2537) и ТК-34 (от 09.04.2019 г., 03.05.2019 г., ИП – 2136-2140; 2169-2176; 2179-2182), относящиеся к газоконденсатной и газовой залежам соответственно.

Все результаты исследований представлены в таблице 3.4.3.1 усреднённые составы растворённого в нефти газа по объектам разработки – в таблице 3.4.3.2.

#### **I объект разработки**

Компонентный состав нефтяного газа I объекта разработки оценён по результатам исследований 4-х проб газа, полученных после однократного разгазирования глубинных проб пластовой нефти из скважин ТК-1 и ТК-11 нефтяных залежей горизонтов Ю-IV-1-1-А, Ю-IV-1-2-Б и Ю-IV-1-4 I участка и 1 пробы из скважины ТК-20 газонефтяной залежи горизонта Ю-IV-1-3 IV участка.

Содержание метана в среднем составляет 61,17 % мольн., этана – 12,24 % мольн., пропана – 12,17 % мольн., бутанов – 8,31 % мольн., пентанов+высш. – 5,05 % мольн. Содержание неуглеводородных газов невелико: углекислого газа – 0,13 % мольн., азота – 0,87 % мольн.

#### **II объект разработки**

Компонентный состав нефтяного газа II объекта разработки оценён по результатам исследований 13 проб газа, полученных после однократного разгазирования глубинных проб пластовой нефти из скважин ТК-20, ТК-24, ТК-40, ТК-41, БК-1, БК-4, БК-8 с нефтяных и газонефтяных залежей горизонтов Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-V-1, Ю-V-2, IV и V участка.

Содержание метана в среднем составляет 68,79 % мольн., этана – 11,10 % мольн., пропана – 8,49 % мольн., бутанов – 5,74 % мольн., пентанов+высш. – 3,89 % мольн. Содержание неуглеводородных газов невелико: углекислого газа – 0,79 % мольн., азота – 1,20 % мольн.

#### **III объект разработки**

По III объекту разработки отобраны и исследованы 1 проба из скважины ТСК-1 с

нефтяной залежи горизонта М-0-1 VI участка и 1 проба из скважины ТК-18 с газонефтяной залежи горизонта М-0-2 VI участка.

Компонентный состав газа однократного разгазирования из скважины ТСК-1 от 07.10.2010 г. отбракован из-за большого отличия от составов растворённого газа других горизонтов.

Компонентный состав нефтяного газа из скважины ТК-18 сильно отличается от других горизонтов. Газ «высокожирный», содержание метана составляет 38,75 % мольн., этана – 11,65 % мольн., пропана – 23,31 % мольн., бутанов – 18,13 % мольн., пентанов+высш. – 7,00 % мольн. Содержание неуглеводородных газов невелико: углекислого газа – 0,06 % мольн., азота – 1,10 % мольн. Полученные значения нуждаются в уточнении.

Нефтяной газ месторождения Тузколь можно охарактеризовать как «высокожирный» с высоким содержанием гомологов метана и низким содержанием неуглеводородных компонентов.

В таблице 3.4.3.3 представлены результаты исследований устьевых проб газа отобранных с нефтяных, газонефтяных, газовых и газоконденсатных залежей месторождения, в таблице 3.4.3.4 – усреднённые составы. Исследования проведены в компании «СиЭнИСи» и полевой лаборатории ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» и приведены также по объектам разработки.

Устьевой газ залежей всех типов можно охарактеризовать как «тощий» с низким содержанием гомологов метана. Газ некоторых горизонтов отличается высоким содержанием углекислого газа. Чтобы подтвердить или опровергнуть эти данные, необходимо провести дополнительные исследования.

Таблица 3.4.3.1 - Месторождение Тузколь. Компонентный состав растворённого газа по состоянию на 01.01.2021 г.

№ скв.	Продуктивный горизонт	№ участка	Тип залежи	Дата отбора	Интервал отбора проб,м	Содержание компонентов, % мольн.										Уд.вес по отношению к воздуху	Исполнитель
						Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан+высшие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
<b>I объект разработки</b>																	
ТК-1	Ю-IV-1-1-А	I	Н	29.12.2006	1345-1372	0,11	0,48	60,15	11,69	13,49	3,57	4,87	2,32	1,72	1,32	0,985	ТОО «М-Техсервис»
ТК-1	Ю-IV-1-2-Б	I		15.12.2006	1488-1510	0,14	1,61	60,51	12,56	12,51	3,50	4,60	1,87	1,29	1,41	0,965	ТОО «М-Техсервис»
ТК-1		I		19.02.2019	1488-1510	0,14	0,58	58,03	13,07	12,56	3,70	5,96	2,54	1,93	1,50	1,014	СиЭниСи
<b>Среднее по Ю-IV-1-2-Б</b>						<b>0,14</b>	<b>1,10</b>	<b>59,27</b>	<b>12,82</b>	<b>12,54</b>	<b>3,60</b>	<b>5,28</b>	<b>2,21</b>	<b>1,61</b>	<b>1,46</b>	<b>0,990</b>	
ТК-11	Ю-IV-1-4	I	Н	25.07.2009	1650-1653	0,18	0,45	61,88	11,34	12,37	3,63	4,77	2,23	1,95	1,19	0,972	СиЭниСи
ТК-20	Ю-IV-1-3	IV	ГН	06.01.2013	1592-1605	0,08	1,46	63,36	13,13	10,27	2,97	4,54	1,65	1,32	1,23	0,926	СиЭниСи
<b>Среднее по I объекту</b>						<b>0,13</b>	<b>0,87</b>	<b>61,17</b>	<b>12,24</b>	<b>12,17</b>	<b>3,44</b>	<b>4,87</b>	<b>2,10</b>	<b>1,65</b>	<b>1,30</b>	<b>0,968</b>	
<b>II объект разработки</b>																	
ТК-20	Ю-IV-2-1	IV	Н	29.04.2013	1743-1750	0,24	2,04	67,87	11,95	7,54	2,37	3,76	1,52	1,21	1,49	0,880	СиЭниСи
ТК-24	Ю-V-2	IV	ГН	31.05.2013	2352,5-2364,5	2,73	0,93	72,47	9,94	6,98	1,57	2,74	0,93	0,82	0,89	0,822	СиЭниСи
БК-1	Ю-IV-2-1	V	ГН	11.06.2019	1544,5-1547; 1548-1556; 1561-1566	0,18	0,86	70,72	11,17	7,58	2,07	3,12	1,66	1,09	1,55	0,860	СиЭниСи
БК-1	Ю-IV-2-2	V	Н	29.02.2012	1653-1664	0,13	0,74	69,79	10,97	8,33	2,91	3,42	1,53	1,12	1,06	0,866	СиЭниСи
ТК-40		V		30.08.2018	1689,5-1694	0,24	1,23	68,82	10,18	8,92	2,70	3,40	1,88	1,32	1,30	0,885	СиЭниСи
		V		03.09.2019	1677-1682	0,26	1,10	69,27	9,93	8,86	2,97	3,29	1,80	1,25	1,27	0,882	СиЭниСи
		V		20.03.2019	1653,5-1660,5	0,15	0,90	67,50	11,13	9,75	2,98	3,51	1,72	1,17	1,19	0,893	СиЭниСи
ТК-41		V		06.02.2019	1685-1688	0,12	0,81	70,23	10,03	9,08	2,62	2,94	1,83	1,22	1,12	0,867	СиЭниСи
		V		20.02.2019	1664-1671	0,23	0,67	67,93	11,30	9,45	2,73	3,26	1,89	1,24	1,30	0,892	СиЭниСи
<b>Среднее по Ю-IV-2-2 V участка</b>						<b>0,19</b>	<b>0,91</b>	<b>68,92</b>	<b>10,59</b>	<b>9,07</b>	<b>2,82</b>	<b>3,30</b>	<b>1,78</b>	<b>1,22</b>	<b>1,21</b>	<b>0,881</b>	
БК-4	Ю-IV-2-3	V	Н	08.05.2013	1880,0-1885,0	0,40	1,6	69,39	11,56	8,45	2,12	3,13	1,39	0,96	0,97	0,853	СиЭниСи
БК-8	Ю-V-1	V	Н	16.01.2018	1993-2002	1,22	0,99	55,78	12,56	14,75	3,84	5,58	2,55	1,38	1,35	1,028	СиЭниСи
ТК-40		V		19.08.2018	1875-1882,5; 1884-1885,5	0,85	1,03	69,24	10,00	8,94	2,37	3,15	1,85	1,11	1,36	0,881	СиЭниСи
ТК-41		V		18.01.2019	1868-1870; 1874-1877; 1880-1885	0,96	0,54	65,00	11,61	10,25	3,28	4,03	2,02	1,27	1,04	0,922	СиЭниСи
<b>Среднее по Ю-V-1 V участка</b>						<b>1,01</b>	<b>0,853</b>	<b>63,34</b>	<b>11,39</b>	<b>11,313</b>	<b>3,163</b>	<b>4,253</b>	<b>2,14</b>	<b>1,2533</b>	<b>1,25</b>	<b>0,943</b>	
<b>Среднее по II объекту</b>						<b>0,79</b>	<b>1,20</b>	<b>68,79</b>	<b>11,10</b>	<b>8,49</b>	<b>2,35</b>	<b>3,38</b>	<b>1,57</b>	<b>1,09</b>	<b>1,23</b>	<b>0,873</b>	
<b>III объект разработки</b>																	
ТСК-1*	М-0-1	VI	Н	07.10.2010	1178-1189	0,28	1,08	3,02	11,08	50,16	13,20	13,57	3,03	2,43	2,12	1,685	СиЭниСи
ТК-18	М-0-2	VI	ГН	24.11.2009	1330-1337	0,06	1,10	38,75	11,65	23,31	7,53	10,60	3,61	2,46	0,93	1,259	СиЭниСи
<b>Среднее по III объекту</b>						0,06	1,10	38,75	11,65	23,31	7,53	10,60	3,61	2,46	0,93	1,259	
<b>Исследование газовых горизонтов</b>																	
ТК-39*	Ю-IV-2-2	III	ГК	15.06.2019	2514-2518; 2530-2537	0,85	2,08	74,26	9,11	7,63	0,97	2,04	0,85	1,29	0,95	0,8019	СиЭниСи
ТК-34*	Ю-V-2	V	Г	09.04.2019	2169-2176; 2179-2182	11,04	0,72	67,00	8,59	6,14	1,67	2,02	1,23	0,68	0,91	0,883	СиЭниСи
		V		03.05.2019	2136-2140	8,52	0,89	68,84	8,12	6,25	1,96	2,14	1,31	0,95	1,04	0,874	СиЭниСи
<b>Вне объектов разработки</b>																	
ТК-6	М-0-2	I	ГН	24.01.2011	1070-1095	0,23	0,94	37,36	23,72	24,58	2,85	6,52	1,37	1,67	0,75	1,136	СиЭниСи

Примечание: \* - отбракованные значения и пробы

Таблица 3.4.3.2 - Месторождение Тузколь. Усреднённые составы растворённого газа по состоянию на 01.01.2021 г.

Объект разработки	I				Среднее по I объекту	II						Среднее по II объекту	III	
	Ю-IV-1-1-А	Ю-IV-1-2-Б	Ю-IV-1-4	Ю-IV-1-3		Ю-IV-2-1	Ю-V-2	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-3	Ю-V-1		М-0-2	
Горизонты														
Участок	I	I	I	IV		IV	IV	V	V	V	V		VI	
Количество исследований	1	2	1	1	5	1	1	1	6	1	3	13	1	
Компоненты	Содержание, % мольн.													
Углекислый газ	0,11	0,14	0,18	0,08	0,13	0,24	2,73	0,18	0,19	0,40	1,01	0,79	0,06	
Азот	0,48	1,10	0,45	1,46	0,87	2,04	0,93	0,86	0,91	1,60	0,85	1,2	1,10	
Метан	60,15	59,27	61,88	63,36	61,17	67,87	72,47	70,72	68,92	69,39	63,34	68,79	38,75	
Этан	11,69	12,82	11,34	13,13	12,24	11,95	9,94	11,17	10,59	11,56	11,39	11,1	11,65	
Пропан	13,49	12,54	12,37	10,27	12,17	7,54	6,98	7,58	9,07	8,45	11,31	8,49	23,31	
Изо-бутан	3,57	3,6	3,63	2,97	3,44	2,37	1,57	2,07	2,82	2,12	3,16	2,35	7,53	
Н-бутан	4,87	5,28	4,77	4,54	4,87	3,76	2,74	3,12	3,3	3,13	4,25	3,38	10,6	
Изо-пентан	2,32	2,21	2,23	1,65	2,10	1,52	0,93	1,66	1,78	1,39	2,14	1,57	3,61	
Н-пентан	1,72	1,61	1,95	1,32	1,65	1,21	0,82	1,09	1,22	0,96	1,25	1,09	2,46	
Гексан+высшие	1,32	1,46	1,19	1,23	1,30	1,49	0,89	1,55	1,21	0,97	1,25	1,23	0,93	
Удельный вес по отношению к воздуху	0,985	0,99	0,972	0,926	0,968	0,88	0,822	0,86	0,881	0,853	0,943	0,873	1,259	

Таблица 3.4.3.3 - Месторождение Тузколь. Компонентный состав устьевых проб газа по состоянию на 01.01.2021 г.

№ скв	Продуктивный горизонт	№ участка	Тип залежи	Дата отбора	Интервал отбора проб, м	Содержание компонентов, % мольн.											Плотность по отношению к воздуху	Молярная масса, г/моль
						Кислород	Углекислый газ	Азот	Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	Изо-пентан	Н-пентан	Гексан+высшие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>I объект разработки</b>																		
ТК-1	Ю-IV-1-2-Б	I	Н	19.08.2018	1488,0-1510,0	-	0,14	0,57	82,61	7,47	4,53	0,88	1,30	0,71	0,57	1,22	0,729	21,04
ТК-1	Ю-IV-1-2-Б	I		03.02.2019	1488-1496; 1502-1510	0,11	0,15	1,21	80,48	8,75	5,53	1,32	1,57	0,53	0,34	-	0,718	-
<b>Среднее по Ю-IV-1-2-Б</b>						<b>0,11</b>	<b>0,15</b>	<b>0,89</b>	<b>81,54</b>	<b>8,11</b>	<b>5,03</b>	<b>1,10</b>	<b>1,43</b>	<b>0,62</b>	<b>0,46</b>	<b>1,22</b>	<b>0,723</b>	<b>21,04</b>
ТК-38	Ю-IV-1-2	IV	ГН	04.05.2019	1413,5-1415; 1503-1505	0,05	0,28	0,74	87,33	6,30	3,15	0,75	0,91	0,31	0,18	-	0,656	-
ТК-20	Ю-IV-1-3	IV		10.07.2014	1566,5-1574	-	0,17	0,41	87,36	6,55	3,49	0,6	0,77	0,26	0,22	0,19	0,658	19,01
ТК-20		IV		07.10.2012	1592-1605	-	0,28	0,19	79,44	11,22	5,84	0,99	1,27	0,36	0,24	0,16	0,719	20,77
<b>Среднее по Ю-IV-1-3</b>							<b>0,23</b>	<b>0,30</b>	<b>83,40</b>	<b>8,89</b>	<b>4,67</b>	<b>0,80</b>	<b>1,02</b>	<b>0,31</b>	<b>0,23</b>	<b>0,18</b>	<b>0,69</b>	<b>19,89</b>
БК-1	Ю-IV-1-1	V	ГН	-	1463-1469	-	0,15	1,44	90,28	5,53	1,51	0,39	0,43	0,08	0,11	0,08	0,622	17,97
<b>Среднее по I объекту</b>						<b>0,08</b>	<b>0,20</b>	<b>0,84</b>	<b>85,64</b>	<b>7,21</b>	<b>3,59</b>	<b>0,76</b>	<b>0,95</b>	<b>0,33</b>	<b>0,24</b>	<b>0,49</b>	<b>0,672</b>	<b>19,63</b>
<b>II объект разработки</b>																		
ТК-21	Ю-IV-2-1	II	ГН	24.12.2012	2520-2531	-	0,83	0,49	88,02	6,6	2,45	0,61	0,66	0,14	0,15	0,04	0,646	18,68
ТК-21	Ю-IV-2-3	II	Н	03.03.2013	2780-2791	-	1,31	0,71	88,87	6,79	1,52	0,2	0,32	0,08	0,09	0,12	0,639	18,74
ТК-38	Ю-IV-2-1	IV	ГН	05.03.2019	1527-1532	0,05	0,37	0,38	92,51	3,83	1,99	0,31	0,40	0,09	0,06	-	0,612	-
ТК-38	Ю-IV-2-1	IV		23.02.2019	1540-1545	0,08	0,42	0,31	94,63	3,00	1,25	0,13	0,15	0,02	0,01	-	0,592	-
<b>Среднее по Ю-IV-2-1</b>						<b>0,07</b>	<b>0,40</b>	<b>0,34</b>	<b>93,57</b>	<b>3,42</b>	<b>1,62</b>	<b>0,22</b>	<b>0,27</b>	<b>0,05</b>	<b>0,04</b>		<b>0,60</b>	
ТК-24	Ю-IV-2-3	IV	ГН	21.10.2013	1978-2002,2	-	0,69	0,53	86,57	5,9	3,43	0,73	1,00	0,34	0,31	0,42	0,678	19,58
ТК-24	Ю-V-2	IV	ГН	27.05.2013	2352,5-2364,5	-	2,93	0,59	85,09	6,61	2,84	0,62	0,86	0,22	0,15	0,09	0,677	19,55
ТК-40	Ю-IV-2-2	V	Н	03.02.2019	1653,5 - 1660,5	0,26	0,25	0,82	71,51	12,36	9,20	2,29	2,20	0,73	0,38	-	0,800	-
ТК-41	Ю-IV-2-2	V		16.02.2019	1664-1671	0,36	0,25	1,92	70,73	11,88	9,06	2,34	2,26	0,78	0,41	-	0,805	-
<b>Среднее по Ю-IV-2-2</b>						<b>0,31</b>	<b>0,25</b>	<b>1,37</b>	<b>71,12</b>	<b>12,12</b>	<b>9,13</b>	<b>2,32</b>	<b>2,23</b>	<b>0,75</b>	<b>0,40</b>	<b>-</b>	<b>0,802</b>	<b>-</b>
БК-8	Ю-V-1	V	Н	-	1993-2002	-	1,54	0,36	61,44	11,69	13,16	3,53	3,72	2,11	1,22	1,22	0,961	27,67
ТК-40	Ю-V-1	V		19.08.2018	1875-1882,5; 1884-1885,5	-	1,11	0,57	78,44	9,64	6,69	1,16	1,33	0,53	0,27	0,27	0,739	21,34

Продолжение табл. 3.4.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ТК-41	Ю-V-1	V		18.01.2019	1868-1870; 1874-1877	0,02	0,88	1,85	80,47	8,64	5,25	1,20	1,08	0,40	0,20	-	0,710	-
<b>Среднее по Ю-V-1</b>						<b>0,02</b>	<b>1,18</b>	<b>0,93</b>	<b>73,45</b>	<b>9,99</b>	<b>8,37</b>	<b>1,96</b>	<b>2,04</b>	<b>1,01</b>	<b>0,56</b>	<b>0,75</b>	<b>0,803</b>	<b>24,51</b>
БК-3	Ю-V-2	V	НГ	-	2178-2189,3	-	12,53	0,42	77,11	6,49	2,04	0,40	0,54	0,20	0,13	0,13	0,753	21,76
<b>Среднее по II объекту</b>						<b>0,13</b>	<b>2,51</b>	<b>0,67</b>	<b>82,98</b>	<b>7,24</b>	<b>3,92</b>	<b>0,88</b>	<b>0,99</b>	<b>0,35</b>	<b>0,23</b>	<b>0,26</b>	<b>0,700</b>	<b>20,47</b>
<b>IV объект разработки</b>																		
ТК-39	Ю-IV-1-2	III	ГК	24.07.2019	2345-2351	0,26	0,93	4,84	64,16	8,14	10,44	4,29	4,05	1,76	1,12	-	0,906	-
ТК-39	Ю-IV-2-2	III		19.04.2019	2605-2617	-	1,02	1,78	83,53	7,73	2,03	0,83	1,32	0,61	0,5	0,64	0,699	20,19
ТК-39	Ю-IV-2-2	III		30.05.2019	2543-2552	0,04	1,01	2,96	75,88	9,13	6,22	1,61	2,01	0,67	0,48	-	0,758	-
ТК-39	Ю-IV-2-2	III		19.06.2019	2514-2518; 2530-2537	0,05	0,96	3,04	76,31	8,87	5,97	1,57	1,99	0,72	0,53	-	0,755	-
<b>Среднее по Ю-IV-2-2</b>						<b>0,12</b>	<b>0,98</b>	<b>3,15</b>	<b>74,97</b>	<b>8,47</b>	<b>6,17</b>	<b>2,07</b>	<b>2,34</b>	<b>0,94</b>	<b>0,66</b>	<b>0,64</b>	<b>0,779</b>	<b>20,19</b>
ТК-20	Ю-V-1	IV	Г	24.09.2012	2237-2241	-	4,74	1,04	84,35	5,23	2,68	0,52	0,67	0,29	0,2	0,28	0,691	19,97
БК-3	Ю-IV-1-1	V	Г	-	1512-1515,8	-	0,23	0,66	87,13	6,11	3,7	0,52	0,78	0,27	0,21	0,37	0,665	19,2
БК-3	Ю-IV-2-1	V	Г	-	1669-1673	-	0,42	1,52	85,68	6,75	3,72	0,59	0,69	0,23	0,22	0,19	0,667	19,26
БК-4	Ю-IV-2-2	V	Г	-	1807-1816	-	0,26	1,69	88,32	5,62	2,62	0,43	0,52	0,17	0,13	0,22	0,643	18,6
ТК-34	Ю-V-2	V	Г	03.04.2019	2169-2182	-	11,29	1,57	78,28	5,9	1,15	0,36	0,65	0,28	0,29	0,23	0,743	21,45
ТК-34	Ю-V-2	V		28.04.2019	2136-2140	0,32	8,92	2,29	75,01	6,49	4,03	1,11	1,31	0,00	0,53	-	0,769	-
<b>Среднее по Ю-V-2</b>						<b>0,32</b>	<b>10,10</b>	<b>1,93</b>	<b>76,65</b>	<b>6,20</b>	<b>2,59</b>	<b>0,73</b>	<b>0,98</b>	<b>0,14</b>	<b>0,41</b>	<b>0,23</b>	<b>0,756</b>	<b>21,45</b>
БК-4	Ю-VI-1	V	Г	-	2258-2267	-	21,77	0,67	68,36	5,38	1,60	0,75	0,7	0,27	0,19	0,3	0,849	24,51
<b>Среднее по IV объекту</b>						<b>0,23</b>	<b>4,93</b>	<b>1,94</b>	<b>78,70</b>	<b>6,49</b>	<b>4,19</b>	<b>1,24</b>	<b>1,34</b>	<b>0,51</b>	<b>0,39</b>	<b>0,32</b>	<b>0,744</b>	<b>20,45</b>
<b>Вне объектов разработки</b>																		
БК-6	Ю-VI-3	V	-	-	2503-2510	-	6,69	0,42	84,67	4,53	2,27	0,39	0,53	0,16	0,17	0,16	0,690	19,93
ТК-24	Ю-IV-1-1	IV	-	13.07.2014	1392-1397,5	-	0,4	0,5	97,34	0,76	0,63	0,05	0,1	0,05	0,05	0,11	0,578	16,70
ТК-27	Ю-VI-2	II	-	05.11.2013	3502,0-3515,0	-	0,19	0,51	87,12	6,74	3,19	0,55	0,9	0,25	0,27	0,27	0,661	19,11
ТК-38	-	IV	-	14.02.2019	2985-2989	0,07	1,08	0,51	85,47	7,50	3,65	0,58	0,84	0,18	0,12	-	0,667	-
ТК-39*	-	III	-	21.03.2019	3212-3228; 3289-3294; 3313-3330	-	0,01	99,83	0,16	-	-	-	-	-	-	-	0,967	28,00

Примечание: \* - отбракованное значение

Таблица 3.4.3.4 - Месторождение Тузколь. Усреднённые составы устьевых проб газа по состоянию на 01.01.2021 г.

Объект разработки	I				Среднее по I объекту	II								Среднее по I объекту	IV								Среднее по IV объекту
	Ю-IV-1-2-Б	Ю-IV-1-2	Ю-IV-1-3	Ю-V-1-1		Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-3	Ю-V-2	Ю-IV-2-2	Ю-V-1	Ю-V-2	Ю-IV-1-2	Ю-IV-2-2		Ю-V-1	Ю-IV-1-1	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-V-2	Ю-VI-1			
																					II	II	
Участок	I	IV	IV	V		II	II	IV	IV	IV	V	V	V		III	III	IV	V	V	V	V	V	V
Тип залежи	H	ГН	ГН	ГН		ГН	H	ГН	ГН	ГН	H	H	НГ		ГК	ГК	Г	Г	Г	Г	Г	Г	Г
Количество исследований	2	1	2	1	6	1	1	2	1	1	2	3	1	12	1	3	1	1	1	1	1	2	1
Компоненты	<b>Содержание, % мольн.</b>																						
Кислород	0,11	0,05	-	-	<b>0,08</b>	-	-	0,07	-	-	0,31	0,02	-	<b>0,13</b>	0,26	0,12	-	-	-	-	0,32	-	<b>0,23</b>
Углекислый газ	0,15	0,28	0,23	0,15	<b>0,20</b>	0,83	1,31	0,40	0,69	2,93	0,26	1,18	12,53	<b>2,51</b>	0,93	0,98	4,74	0,23	0,42	0,26	10,10	21,77	<b>4,93</b>
Азот	0,89	0,74	0,30	1,44	<b>0,84</b>	0,49	0,71	0,34	0,53	0,59	1,37	0,93	0,42	<b>0,67</b>	4,84	3,15	1,04	0,66	1,52	1,69	1,93	0,67	<b>1,94</b>
Метан	81,54	87,33	83,40	90,28	<b>85,64</b>	88,02	88,87	93,57	86,57	85,09	71,12	73,45	77,11	<b>82,98</b>	64,16	74,97	84,35	87,13	85,68	88,32	76,65	68,36	<b>78,70</b>
Этан	8,11	6,30	8,89	5,53	<b>7,21</b>	6,60	6,79	3,42	5,90	6,61	12,12	9,99	6,49	<b>7,24</b>	8,14	8,47	5,23	6,11	6,75	5,62	6,20	5,38	<b>6,49</b>
Пропан	5,03	3,15	4,67	1,51	<b>3,59</b>	2,45	1,52	1,62	3,43	2,84	9,13	8,37	2,04	<b>3,92</b>	10,44	6,17	2,68	3,70	3,72	2,62	2,59	1,60	<b>4,19</b>
Изо-бутан	1,10	0,75	0,80	0,39	<b>0,76</b>	0,61	0,20	0,22	0,73	0,62	2,32	1,96	0,40	<b>0,88</b>	4,29	2,07	0,52	0,52	0,59	0,43	0,74	0,75	<b>1,24</b>
Н-бутан	1,43	0,91	1,02	0,43	<b>0,95</b>	0,66	0,32	0,27	1,00	0,86	2,23	2,04	0,54	<b>0,99</b>	4,05	2,34	0,67	0,78	0,69	0,52	0,98	0,70	<b>1,34</b>
Изо-пентан	0,62	0,31	0,31	0,08	<b>0,33</b>	0,14	0,08	0,05	0,34	0,22	0,76	1,01	0,20	<b>0,35</b>	1,76	0,94	0,29	0,27	0,23	0,17	0,14	0,27	<b>0,51</b>
Н-пентан	0,46	0,18	0,23	0,11	<b>0,24</b>	0,15	0,09	0,04	0,31	0,15	0,40	0,56	0,13	<b>0,23</b>	1,12	0,66	0,20	0,21	0,22	0,13	0,41	0,19	<b>0,39</b>
Гексан+высшие	1,22	-	0,18	0,08	<b>0,49</b>	0,04	0,12	-	0,42	0,09	-	0,75	0,13	<b>0,26</b>	-	0,64	0,28	0,37	0,19	0,22	0,23	0,30	<b>0,32</b>
Уд.вес по отношению к воздуху	0,723	0,656	0,689	0,622	<b>0,672</b>	0,646	0,639	0,602	0,680	0,677	0,802	0,803	0,753	<b>0,700</b>	0,906	0,779	0,691	0,665	0,667	0,643	0,756	0,849	<b>0,744</b>

### **3.4.4 Свойства и состав пластового газа**

Физико-химические свойства пластового газа IV объекта разработки месторождения Тузколь оценены по результатам исследований 5 глубинных проб, отобранных из скважин ТК-7, ТК-10 и ТК-39 продуктивных горизонтов Ю-IV-1-2, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 III участка.

Последние по времени исследования 2-х проб пластового газа из скважины ТК-39 проведены в 2019 г. в компании «СиЭнИСи».

Результаты исследований проб пластового газа по состоянию на 01.01.2021 г. приведены в таблице 3.4.4.1.

Давление начала конденсации в среднем составляет 24,58 МПа, максимальной конденсации – 12,32 МПа. Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа при пластовом давлении составляет 0,869 д. ед., плотность – 0,240 г/см<sup>3</sup>, вязкость – 0,027 мПа\*с, содержание стабильного конденсата на пластовый газ – 229,05 г/м<sup>3</sup>, плотность конденсата при стандартных условиях – 0,768 г/см<sup>3</sup>.

Состав пластового газа представлен в таблице 3.4.4.2.

Содержание компонентов группы C<sub>5+</sub> составляет в среднем 4,46 % мольн., мольная доля сухого газа – 0,9554, содержание метана – 75,66 % мольн., этана – 7,97 % мольн., пропана – 6,56 % мольн., бутанов – 3,16 % мольн., углекислого газа – 0,85 % мольн., азота – 1,34 % мольн., сероводород отсутствует.

Таблица 3.4.4.1 - Месторождение Тузколь. Свойства пластового газа по состоянию на 01.01.2021 г.

VI объект разработки						Среднее по IV объекту
Скважина	ТК-7	ТК-10	ТК-10	ТК-39	ТК-39	
Участок	III	III	III	III	III	
Горизонт	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-1-2	Ю-IV-2-2	
Дата исследования	22.11.2010	11.10.2010	11.10.2010	21.07.2019	17.05.2019	
Глубина отбора, м	2670	2650	2827	2140	2563	
Исполнитель	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	
Интервал перфорации, м	2680-2692	2655-2665	2833-2838	2345-2351	2573-2580	
Параметры						
Пластовое давление, МПа	27,905	27,826	27,312	21,601	22,497	
Пластовая температура, °С	89,56	92,06	96,02	86,4	91,03	
Давление начала конденсации, МПа	27,43	27,53	26,80	20,10	21,06	<b>24,58</b>
Давление максимальной конденсации, МПа	13,77	11,07	10,78	14,00	12,00	<b>12,32</b>
Коэффициент сверхсжимаемости пласт. газа:						
- при начальных пластовых условиях	0,910	0,900	0,895	0,804	0,837	<b>0,869</b>
- при давлении начала конденсации	0,905	0,897	0,889	0,789	0,824	<b>0,861</b>
- при остаточном давлении	0,960	0,952	0,951	0,911	0,964	<b>0,948</b>
Плотность пластового газа:						
- при начальных пластовых условиях, г/см <sup>3</sup>	0,241	0,245	0,245	0,253	0,214	<b>0,240</b>
- при давлении начала конденсации, г/см <sup>3</sup>	0,238	0,243	0,242	0,244	0,205	<b>0,235</b>
Вязкость пластового газа:						
- при начальных пластовых условиях, мПа*с	0,030	0,031	0,031	0,022	0,022	<b>0,027</b>
- при давлении начала конденсации, мПа*с	0,030	0,031	0,031	0,021	0,021	<b>0,027</b>
Объёмный коэффициент Вg, д.ед.						
- при начальных пластовых условиях	0,0035	0,0035	0,0036	0,0046	0,0047	<b>0,0040</b>
- при давлении начала конденсации	0,0036	0,0035	0,0037	0,0049	0,0049	<b>0,0041</b>
Содержание стабильного конденсата:						
- на пластовый газ, г/м <sup>3</sup>	188,73	188,69	212,57	292,18	263,09	<b>229,05</b>
- на сухой газ, г/м <sup>3</sup>	195,17	195,11	222,05	311,73	277,49	<b>240,31</b>
Плотность конденсата при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,782	0,781	0,763	0,751	0,761	<b>0,77</b>
Плотность газа однократн. разгазир., кг/м <sup>3</sup>	0,850	0,860	0,889	1,022	0,953	<b>0,915</b>
Молярная масса газа однократн. разгазир., г/моль	23,71	24,04	24,65	24,46	22,82	<b>23,94</b>
Молярная масса C <sub>11+</sub> , г/моль	196,76	198,52	188,59	-	-	<b>194,62</b>
Плотность C <sub>11+</sub> , г/см <sup>3</sup>	0,826	0,8268	0,823	-	-	<b>0,825</b>
Суммарное газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	4506	4531	4538	3882	4019	<b>4295</b>
КГФ, см <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	221,93	220,70	220,36	257,60	248,82	<b>233,88</b>



Таблица 3.4.4.2 - Месторождение Тузколь. Компонентный состав пластового газа по состоянию на 01.01.2021 г.

Скважина	ТК-7	ТК-10	ТК-10	ТК-39	ТК-39	Среднее по IV объекту
Участок	III	III	III	III	III	
Горизонт	Ю-IV-2-2	Ю-IV-2-1	Ю-IV-2-2	Ю-IV-1-2	Ю-IV-2-2	
Дата исследования	22.11.2010	11.10.2010	11.10.2010	21.07.2019	17.05.2019	
Глубина отбора, м	2670	2650	2827	2140	2563	
Исполнитель	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	
Интервал перфорации, м	2680-2692	2655-2665	2833-2838	2345-2351	2573-2580	
Компоненты:	Содержание, % мольн.					
Сероводород	-	-	-	0,00	-	<b>0,00</b>
Углекислый газ	0,63	0,91	0,99	0,92	0,80	<b>0,85</b>
Азот	1,04	0,66	0,51	2,20	2,27	<b>1,34</b>
Метан	79,70	78,82	77,45	69,65	72,68	<b>75,66</b>
Этан	7,30	7,81	8,23	7,53	9,00	<b>7,97</b>
Пропан	6,15	6,48	6,02	7,66	6,49	<b>6,56</b>
Изо-бутан	0,83	0,92	1,06	2,75	1,28	<b>1,37</b>
Н-бутан	1,05	1,11	1,47	3,02	2,29	<b>1,79</b>
Изо-пентан	0,29	0,3	0,59	1,52	0,99	<b>0,74</b>
Н-пентан	0,28	0,3	0,47	1,09	1,00	<b>0,63</b>
Гексан	0,22	0,22	0,48	1,00	0,78	<b>0,54</b>
Гептан	0,25	0,25	0,50	2,66	2,42	<b>2,56</b>
Октан	0,26	0,25	0,33			
Нонан	0,41	0,4	0,50			
Декан	0,39	0,38	0,40			
Ундекан+	1,20	1,19	1,00			
Содержание C <sub>5+</sub> , % мольн.	3,30	3,29	4,27	6,27	5,19	<b>4,46</b>
Доля сухого газа	0,9670	0,9671	0,9573	0,9373	0,9481	<b>0,9554</b>
Исполнитель	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	СиЭнИСи	

### 3.4.5 Свойства и состав воды

Изучение свойств и состава вод месторождения Тузколь проведены по результатам более 240 лабораторным исследованиям. Из всего количества анализов для описания состава были выбраны 52 кондиционные пробы, которые наиболее полно отражают истинный состав вод. Результаты исследований со скважин № 1, 2, 6, 8, 13, 14, 18 и 30 приведены в таблице 3.4.5.1 и содержат сведения по основному компонентному составу вод, показателю рН, температуре, плотности воды, общей жесткости, содержанию бария и общего железа.

**Горизонт Ю-0-2** представлен всего двумя результатами химанализа со скважины 14 (участок 1) и относит воды к слабым рассолам с суммарным солесодержанием 87 г/дм<sup>3</sup>. Воды очень жесткие, практически нейтральные, с высоким содержанием ионов бария (в среднем 1,15 г/дм<sup>3</sup>). Основными компонентами являются хлориды, в среднем составляющие 53,4 г/дм<sup>3</sup> и натрий с калием 27,9 г/дм<sup>3</sup>. Железа в воде много 250 мг/дм<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю-III** изучен тремя пробами воды, которые были отобраны с одного интервала скважины № 6. При средней плотности 1,0417 г/см<sup>3</sup>, суммарная минерализация вод составляет 61 - 64 г/дм<sup>3</sup>. Воды жесткие с небольшим содержанием сульфатов 8 - 46 мг/дм<sup>3</sup> и достаточно высоким содержанием ионов бария 0,8 - 1г/дм<sup>3</sup>. Содержание кальция в среднем составляет 2,85 г/дм<sup>3</sup>, магния 0,72 г/дм<sup>3</sup>, гидрокарбонатов 452,4 мг/дм<sup>3</sup>. Ионов железа от отсутствия до 11 мг/дм<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю-IV-1-1-А** изучен по 8 результатам исследований со скважины № 6. Отбор проб был проведен с одного интервала перфорации 1375 - 1384 метра в 2008 году. По полученным данным воды относятся к весьма слабым рассолам с минерализацией, в среднем составляющей 63,2 г/дм<sup>3</sup> и соответствующей плотностью 1,0424 г/см<sup>3</sup>. Воды слабокислые, очень жесткие с содержанием сульфатов 22 – 154,2 мг/дм<sup>3</sup>. Содержание ионов кальция варьируется в диапазоне 3,25 - 4,72 г/дм<sup>3</sup>, магния 0,94 – 1,1 г/дм<sup>3</sup>, натрия с калием 17 - 22 г/дм<sup>3</sup>, хлоридов 36,5 - 40 г/дм<sup>3</sup>. Ионы железа и барий содержатся в большом количестве и в среднем составляют 331 и 987 мг/дм<sup>3</sup>соответственно.

**Горизонт Ю-IV-1-1-Б.** Результаты по данному горизонту показывают, что воды относятся к весьма слабым рассолам с суммарным солесодержанием 59 - 74 г/дм<sup>3</sup>. Пробы отбирались со скважины № 6 с двух интервалов: 1391 – 1395 м и 1400 - 1413 м. Состав вод практически не отличается от состава вод с этой же скважины горизонта Ю-IV-1-1-А.

**Горизонт Ю-IV-1-2,3** представлен исследованиями тремя исследованиями со скважины № 8 участка 4. Все пробы отобраны в разное время с разных интервалов. Анализы показывают, что воды нейтральные, с низким содержанием сульфатов 64,7

мг/дм<sup>3</sup>. Суммарная минерализация вод в среднем составляет 64 г/дм<sup>3</sup>, плотность 1,040 г/см<sup>3</sup>. Концентрация ионов железа составляет 140,2 мг/дм<sup>3</sup>, бария 885 мг/дм<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю-IV-1-3** представлен 12 исследованиями проб, отобранными с двух скважин № 13 и 18, с двух участков – 1 и 6. Данные по скважине № 18 участка 6 характеризуют воду как слабый рассол с минерализацией 83 - 100 г/дм<sup>3</sup>.

Воды со скважины № 13 с участка 1 показывают, что вода относится к весьма слабому рассолу с минерализацией 65 - 70 г/дм<sup>3</sup> и плотностью 1,041 – 1,044 г/см<sup>3</sup>.

В среднем по двум участкам воды очень жесткие, слабокислые, с незначительным содержанием сульфат-ионов. Содержание железа разное - от отсутствия до 255 мг/дм<sup>3</sup>. Бария в водах много от 0,74 до 1,8 г/дм<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю-IV-1-5** изучен по результатам исследований проб со скважины № 18 с 6 участка. Суммарное солесодержание вод составляет 101-124 г/дм<sup>3</sup>, плотность 1,067 – 1,082 г/см<sup>3</sup>. Содержание кальция в среднем составляет 3,8 г/дм<sup>3</sup>, магния очень мало 93,4 мг/дм<sup>3</sup>, сульфатов 69 мг/дм<sup>3</sup>, гидрокарбонатов 394 мг/дм<sup>3</sup>. Основными составляющими компонентами являются натрий с калием - 39,5 г/дм<sup>3</sup> и хлориды - 67,6 г/дм<sup>3</sup>. Железа от отсутствия до 250 мг/дм<sup>3</sup>, бария от 1,2 до 1,6 г/дм<sup>3</sup>.

**Горизонт Ю-VI-2** представлен единичным исследованием воды только с одной скважины № 30 2 участка. Минерализация воды составила 164,2 г/дм<sup>3</sup>, что относит ее к крепкому рассолу. Вода слабокислая, очень жесткая с высоким содержанием ионов бария 1,9 г/дм<sup>3</sup>.

**Иные исследования:** имеются еще шесть результатов исследований со скважины 1, находящейся на 1 участке месторождения, но отсутствуют данные по интервалу перфорации и горизонту, а также 2 результата исследования по скважине № 2 со 2 участка, где тоже не определен горизонт.

Согласно полученным результатам со скважины № 1 вода относится к весьма слабому рассолу с плотностью 1,036 – 1,046 г/см<sup>3</sup> и минерализацией 53,4 – 61,7 г/дм<sup>3</sup>. По данным со скважины № 2 воды также характеризуются как весьма слабые рассолы с минерализацией 60 г/дм<sup>3</sup>.

Таким образом, проведенные исследования по определению состава пластовых вод юрских горизонтов месторождения Тузколь показывают, что в целом, воды относятся к весьма слабым и слабым рассолам с солесодержанием 48 - 124 г/дм<sup>3</sup> и соответствующей плотностью 1,028 – 1,082 г/см<sup>3</sup>. Воды очень жесткие по степени рН слабокислые, с небольшим содержанием сульфатов. Воды содержат значительные концентрации ионов железа до 255 мг/дм<sup>3</sup> и бария до 2 г/дм<sup>3</sup>.

Таблица 3.4.5.1 – Свойства и состав вод месторождения Тузколь

Дата отбора проб	Скважина	Интервал перфорации	Горизонт	Участок	Плотность, г/см <sup>3</sup>	pH	CL <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Минерализация мг/дм <sup>3</sup>	Жесткость, ммоль/дм <sup>3</sup>	Ba <sup>2+</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	Fe <sub>общ.</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	Тем-ра, °C
24.07.09	14	1220-1308	Ю-0-2	1	1,046	7,00	53200,0	23,0	335,5	5480,0	288,0	27789	87116	298,0	1269	249,6	23
24.07.09	14	1220-1308	Ю-0-2	1	1,050	5,88	53550,0	2,0	298,9	5200,0	480,0	27946	87477	300,0	1030	249,6	23
<b>Среднее по горизонту Ю-0-2</b>				<b>1</b>	<b>1,048</b>	<b>6,44</b>	<b>53375,0</b>	<b>12,5</b>	<b>317,2</b>	<b>5340,0</b>	<b>384,0</b>	<b>27867,7</b>	<b>87296,4</b>	<b>299,0</b>	<b>1149,1</b>	<b>249,6</b>	<b>23</b>
03.03.08	6	1319-1326	Ю-III	1	1,043	7,05	38695	46,0	518,5	2565,1	632,3	21175	63632,1	180	817,5	Отс.	25
03.03.08	6	1319-1326	Ю-III	1	1,041	6,55	37275	8,0	427	3046,1	753,9	19419	60929,5	214	895,4	11	25
03.03.08	6	1319-1326	Ю-III	1	1,041	6,94	37985	12,0	411,8	2925,8	778,2	19968	62080,9	210	1034,1	Отс.	25
<b>Среднее по горизонты Ю-III</b>				<b>1</b>	<b>1,0417</b>	<b>6,85</b>	<b>37985,0</b>	<b>22,0</b>	<b>452,4</b>	<b>2845,7</b>	<b>721,5</b>	<b>20187,6</b>	<b>62214,2</b>	<b>201,3</b>	<b>915,7</b>	<b>3,7</b>	<b>25</b>
22.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,043	5,94	37660,0	147,0	488,0	4720,0	1224,0	16907	61145,7	338	878,0	428,8	18
22.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,043	6,32	38360,0	119,0	457,5	4200,0	936,0	18486	62558,3	288	791,3	428,8	18
22.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,043	6,31	36540,0	119,0	396,5	3920,0	1056,0	17374	59405,8	284	944,1	428,8	18
23.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,042	6,44	42955,0	110,0	428,2	4410,0	1045,0	21888	70836,0	269,0	957,0	416,0	18
23.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,043	6,48	37281,0	154,2	480,4	4029,0	984,0	18915	61844,0	240,0	1009,4	416,0	18
23.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,043	6,46	39904,2	120,0	398,1	3948,0	1002,0	19419	64791,7	290,0	970,2	416,0	18
26.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,041	6,52	38482	24,0	274,5	3246,4	948,4	19554	62529,7	240,0	1185,8	56,0	18
26.02.08	6	1375-1384	Ю-IV-1-1-A	1	1,041	6,5	38340	22,0	274,5	3246,4	972,8	19415	62271,1	242,0	1162,0	58,0	18
<b>Среднее по горизонту Ю-IV-1-1-A</b>				<b>1</b>	<b>1,0424</b>	<b>6,37</b>	<b>38690,3</b>	<b>101,9</b>	<b>399,7</b>	<b>3965,0</b>	<b>1021,0</b>	<b>18994,9</b>	<b>63172,8</b>	<b>273,9</b>	<b>987,2</b>	<b>331,1</b>	<b>18</b>
15.02.08	6	1391-1395. 1400-1413	Ю-IV-1-1-Б	1	1,043	6,51	44170,0	50,0	793,0	3000,0	1464,0	22716	72192,7	272,0	917,0	85,7	18
16.02.08	6	1391-1395 1400-1413	Ю-IV-1-1-Б	1	1,043	6,57	45220,0	145,0	732,0	3360,0	1440,0	23051	73948,2	288,0	947,4	85,7	18
17.02.08	6	1391-1395 1400-1413	Ю-IV-1-1-Б	1	1,040	6,24	36750,0	2,0	457,5	4280,0	624,0	17892	60005,1	266	1002,3	416	18
17.02.08	6	1391-1395. 1400-1413	Ю-IV-1-1-Б	1	1,038	6,43	36260,0	4,0	457,5	4040,0	744,0	17621	59126,2	264	1062,3	416	19
17.02.08	6	1391-1395. 1400-1413	Ю-IV-1-1-Б	1	1,041	6,07	36260,0	2,0	610,0	3920,0	888,0	17539	59219,3	270	1057,9	416	20
18.02.08	6	1391-1395. 1400-1413	Ю-IV-1-1-Б	1	1,042	6,51	38290	2,0	488,0	4000,0	1032,0	18442	62253,9	286	998,5	416	20
18.02.08	6	1391-1395. 1400-1413	Ю-IV-1-1-Б	1	1,043	6,52	38360	2,0	488,0	3880,0	936,0	18809	62475,3	272	1002,3	416	20
<b>Среднее значение по горизонту Ю-IV-1-1-Б</b>				<b>1</b>	<b>1,0414</b>	<b>6,41</b>	<b>39330,0</b>	<b>29,6</b>	<b>575,1</b>	<b>3782,9</b>	<b>1018,3</b>	<b>19438,5</b>	<b>64174,4</b>	<b>274,0</b>	<b>998,2</b>	<b>321,6</b>	<b>19</b>
03.09.08	8	1439-1471	Ю-IV-1-2,3	4	1,048	6,63	46860,0	10,0	671,0	3006,0	997,1	25315	77867	232	1008	4,69	23
09.10.08	8	1420-1429		4	1,026	7,32	29050,0	180,0	549,0	2000,0	1080,0	14765	48347	190	723	416	24
25.10.08	8	-		4	1,045	6,12	44020,0	4,0	335,5	3206,4	1945,6	21320	71756	320	925	Отс.	20
<b>Среднее значение по горизонту Ю-IV-1-2,3</b>				<b>4</b>	<b>1,040</b>	<b>6,69</b>	<b>39976,7</b>	<b>64,7</b>	<b>518,5</b>	<b>2737,5</b>	<b>1340,9</b>	<b>20466,7</b>	<b>65990,1</b>	<b>247,3</b>	<b>885,2</b>	<b>140,2</b>	<b>22,3</b>
30.08.09	18	2118-2150	Ю-IV-1-3	6	1,079	5,74	61060	3	396,5	2204,4	680,9	35937	100281	166,0	2082	33	23
02.09.09	18	2118-2150	Ю-IV-1-3	6	1,057	5,04	55735	4	549	5931,8	924	27803	90947	372,0	1780	68,4	20

Дата отбора проб	Скважина	Интервал перфорации	Горизонт	Участок	Плотность, г/см <sup>3</sup>	pH	CL <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Ca <sup>2+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Минерализация мг/дм <sup>3</sup>	Жесткость, ммоль/дм <sup>3</sup>	Ва <sup>2+</sup> , мг/дм <sup>3</sup>	Fe <sub>общ.</sub> , мг/дм <sup>3</sup>	Тем-ра, °C
10.09.09	18	2068-2150	Ю-IV-1-3	6	1,073	5,10	59500	4	579,5	4400	768	32280	97532	284	1726	249,6	21
11.09.09	18	2068-2150	Ю-IV-1-3	6	1,066	5,25	56700	4	610	3000	408	32776	93498	184	1453	249,6	21
26.10.09	18	2068-2105	Ю-IV-1-3	6	1,056	5,89	50765	2	808,3	6012	826,9	24768	83182	368	1685	255	16
28.10.09	18	-	Ю-IV-1-3	6	1,056	5,87	52540	2	823,5	6012	826,9	25925	86129	368	1421	235	18
26.10.09	18	2068-2105	Ю-IV-1-3	6	1,056	5,89	50765	2	808,3	6012	826,9	24768	83182	368	1685	255	16
28.10.09	18	-	Ю-IV-1-3	6	1,056	5,87	52540	2	823,5	6012	826,9	25925	86129	368	1421	235	18
04.10.09	13	1565,7-1570	Ю-IV-1-3	1	1,041	6,08	39050,0	6,0	1159	2805,6	899,8	20846	64766	214,0	737	Отс.	20
04.10.09	13	1565,7-1570	Ю-IV-1-3	1	1,042	6,20	39760,0	4,0	1159	2925,8	948,5	21075	65872	224,0	800	Отс.	20
05.10.09	13	1565,7-1570	Ю-IV-1-3	1	1,044	5,92	42245,0	2,0	1159	3126,2	997,1	22364	69894	238,0	944	215,0	20
05.10.09	13	1565,7-1570	Ю-IV-1-3	1	1,044	6,01	41890,0	2,0	1189,5	3083,2	1070	22054	69288	242,0	876	210,0	20
<b>Среднее значение по горизонту Ю-IV-1-3</b>				<b>1 и 6</b>	<b>1,0558</b>	<b>5,74</b>	<b>50212,5</b>	<b>3,1</b>	<b>838,8</b>	<b>4293,8</b>	<b>833,7</b>	<b>26376,7</b>	<b>82558,4</b>	<b>283,0</b>	<b>1384,1</b>	<b>167,1</b>	<b>19,4</b>
12.08.09	18	2278-2303	Ю-IV-1-5	6	1,080	6	69935	164,1	244	4408,8	73	40332	115157	226,0	1570	Отс.	24
12.08.09	18	2278-2303	Ю-IV-1-5	6	1,082	6,17	71355	182,1	274,5	4288,6	73	41412	117585	220,0	1624	Отс.	24
13.08.09	18	2278-2303	Ю-IV-1-5	6	1,080	5,44	72775,0	134,1	244,0	3927,8	73,0	42712	119866	202,0	1268	20,0	26
16.08.09	18	2278-2303	Ю-IV-1-5	6	1,082	6,83	74900,0	28,0	445,3	3120,0	24,0	45128	123645	158,0	1199	0,5	24
17.08.09	18	2278-2303	Ю-IV-1-5	6	1,072	6,18	62650,0	18,0	512,4	3440,0	48,0	36789	103457	176,0	1210	Отс.	22
17.08.09	18	2278-2303	Ю-IV-1-5	6	1,074	6,16	63350,0	16,0	518,5	3120,0	168,0	37382	104555	170,0	1412	0,25	22
17.08.09	18	2278-2303	Ю-IV-1-5	6	1,067	6,15	61250,0	8,0	481,9	3320,0	48,0	36002	101110	170,0	1237	16,0	22
20.08.09	18	2186,9-2193,9	Ю-IV-1-5	6	1,075	5,42	64750	2	433,1	4400	240	36641	106466	240	1148	249,6	23
<b>Среднее значение по горизонту Ю-IV-1-5</b>				<b>6</b>	<b>1,077</b>	<b>6,04</b>	<b>67620,6</b>	<b>69,0</b>	<b>394,2</b>	<b>3753,2</b>	<b>93,4</b>	<b>39549,7</b>	<b>111480,1</b>	<b>195,3</b>	<b>1333,5</b>	<b>35,8</b>	<b>23,4</b>
<b>07.11.13</b>	<b>30</b>	<b>3458 - 3464</b>	<b>Ю-VI-2</b>	<b>2</b>	<b>1,098</b>	<b>6,08</b>	<b>99750</b>	<b>348,2</b>	<b>91,5</b>	<b>5200</b>	<b>96</b>	<b>58734,9</b>	<b>164220,6</b>	<b>268,0</b>	<b>1892,6</b>	<b>-</b>	<b>18</b>
20.07.08	2	100-400 м.с.р.	-	4	1,040	5,65	35910,0	4,0	793,0	3360,0	744,0	18302	60269	230,0	1156	1,4	25
20.07.08	2	300-600 м.с.р.	-	4	1,040	5,68	35980,0	8,0	793,0	2800,0	1272,0	17982	59736	246,0	902	2,6	25
<b>Среднее значение по скважине 2</b>					<b>1,040</b>	<b>5,66</b>	<b>35945,0</b>	<b>6,0</b>	<b>793,0</b>	<b>3080,0</b>	<b>1008,0</b>	<b>18141,9</b>	<b>60002,6</b>	<b>238,0</b>	<b>1028,7</b>	<b>2,0</b>	<b>25</b>
07.10.10	1	-	-	1	1,036	5,71	32900	90	115,9	4560	528	15169,7	53363,6	272,0	705,7	8,0	18
08.10.10	1	-	-	1	1,037	6,17	38150	40	189,1	4960	624	17750,6	61713,7	308,0	699,8	7,6	18
10.10.10	1	-	-	1	1,036	7,18	33600	84	274,5	4480	528	15772,7	54739,2	5,5	268	712,1	18
13.10.10	1	-	-	1	1,046	6,57	36400	214	183	5040	720	16604,4	59161,4	312,0	701,2	1,25	18
13.10.10	1	-	-	1	1,046	6,57	36400	214	183	5040	720	16604,4	59161,4	312,0	701,2	1,25	12
14.10.10	1	-	-	1	1,042	6,2	36778	110	170,8	4488,9	778,2	17347,3	59673,2	288,0	744,7	7,2	18
<b>Среднее значение по скважине 1</b>				<b>1</b>	<b>1,0405</b>	<b>6,40</b>	<b>35704,7</b>	<b>125,33</b>	<b>186,05</b>	<b>4761,5</b>	<b>649,7</b>	<b>16542</b>	<b>57968,76</b>	<b>249,58</b>	<b>636,77</b>	<b>122,9</b>	<b>17</b>

## 4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

### 4.1 Климатическая характеристика

Климат региона резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением региона внутри евроазиатского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами. Для климатической характеристики изучаемого района использовались многолетние данные метеорологических станций Кызылординской области: Жосалы и Злиха.

*Температурный режим воздуха* формируется под влиянием радиационного баланса, циркуляционных процессов и сложных условий подстилающей поверхности. На территории исследуемого района лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца июля колеблется от 26,8 до 27,6 °С, а средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42 °С. Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16 °С. Средняя месячная и годовая температура воздуха представлена в таблице 4.1.1. Средняя температура воздуха в июле приведена на рисунке 4.1.1. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от минус 10,8 до минус 13,8 °С, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января от минус 27 до минус 29 °С. Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 °С, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6 °С. Средние из абсолютных минимумов и максимумов температуры воздуха представлены в таблицах 4.1.2-4.1.3. Средняя температура воздуха в январе приведена на рисунке 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 таблице 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
Жосалы	-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
Жосалы	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
Жосалы	-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
Жосалы		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
Жосалы	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

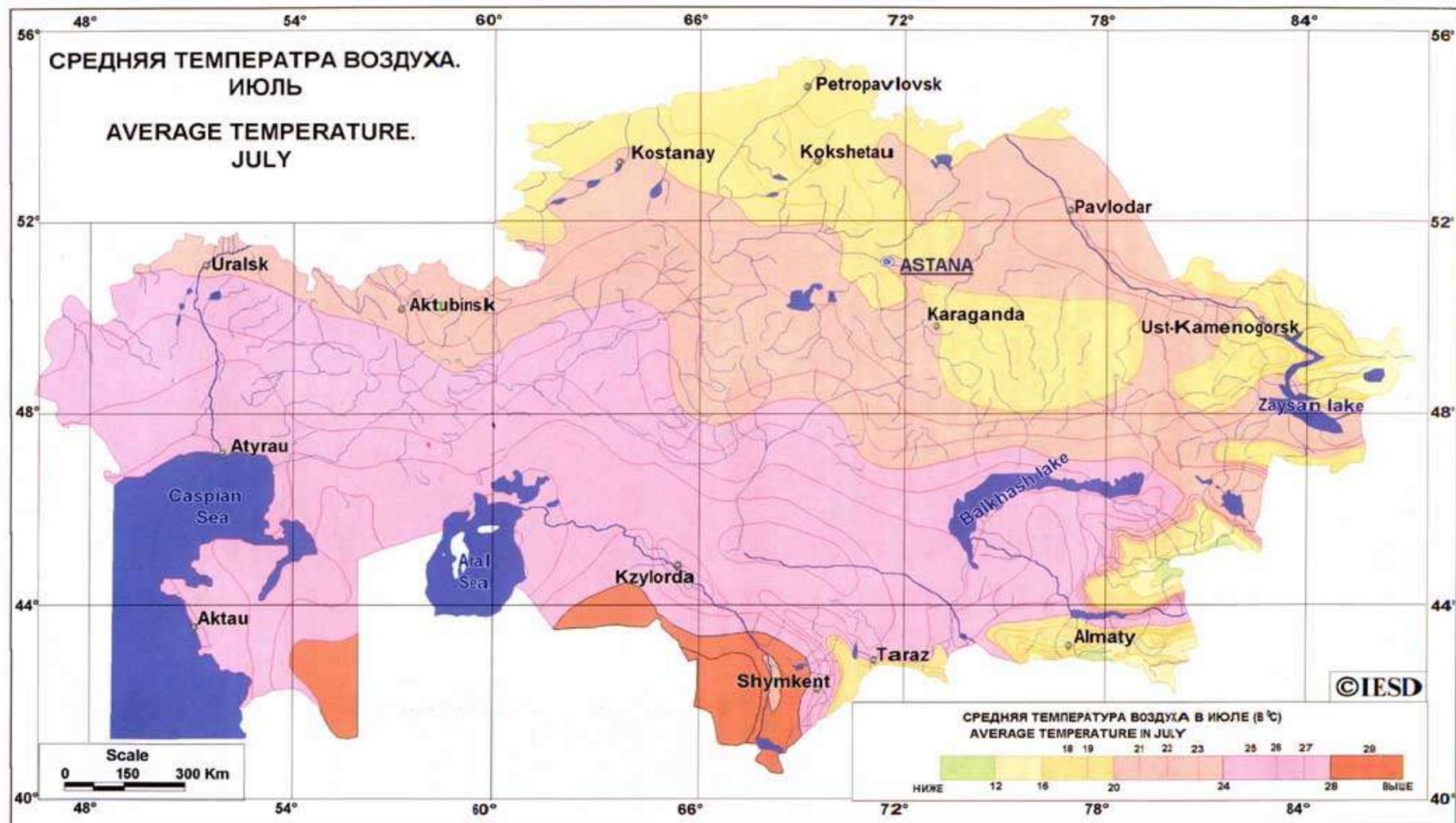


Рисунок 4.1.1 - Средняя температура воздуха в июле

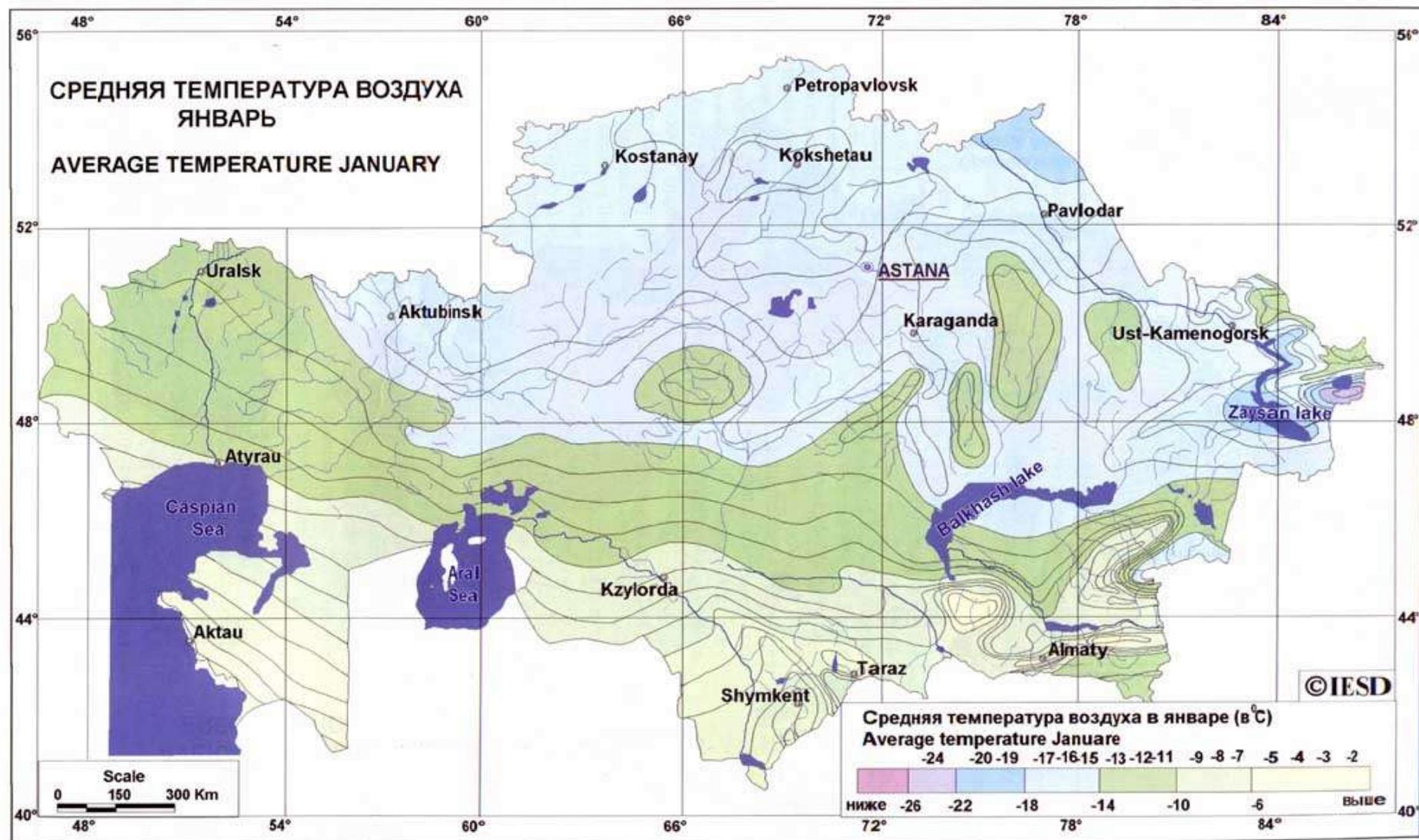


Рисунок 4.1.2 - Средняя температура воздуха в январе

**Ветровой режим.** Для изучаемого района, как и для всей области, характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления. Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления. Более наглядное представление о характеристике распределения ветра по румбам дает роза ветров, представленная на рисунке 4.1.3.

Годовая скорость ветра в районе исследований колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек представлена в таблице 4.1.6. В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (таблица 4.1.7), а в холодный - метели (таблица 4.1.8).

Как видно из таблицы 4.1.9, очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха - 49 дней, Жосалы - 45 дней в году.

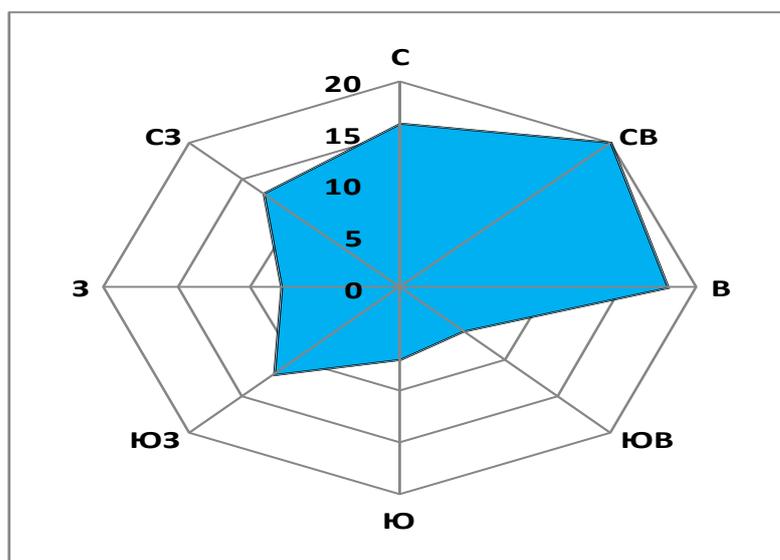


Рисунок 4.1.3 - Годовая роза ветров

**Таблица 4.1.6 - 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
Жосалы	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 4.1.7 - Число дней с пыльной бурей**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Жосалы	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 4.1.8 - Среднее число дней с метелью**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Жосалы	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 4.1.9 - 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
Жосалы	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

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

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

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (таблица 4.1.10). 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.

Среднее количество осадков за год приведено на рисунке 4.1.4.

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 (таблицы 4.1.11, 4.1.12). 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 4.1.13, продолжительность залегания снежного покрова на станциях Жосалы - 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 4.1.14), в среднем их бывает 18-27 дней в году.

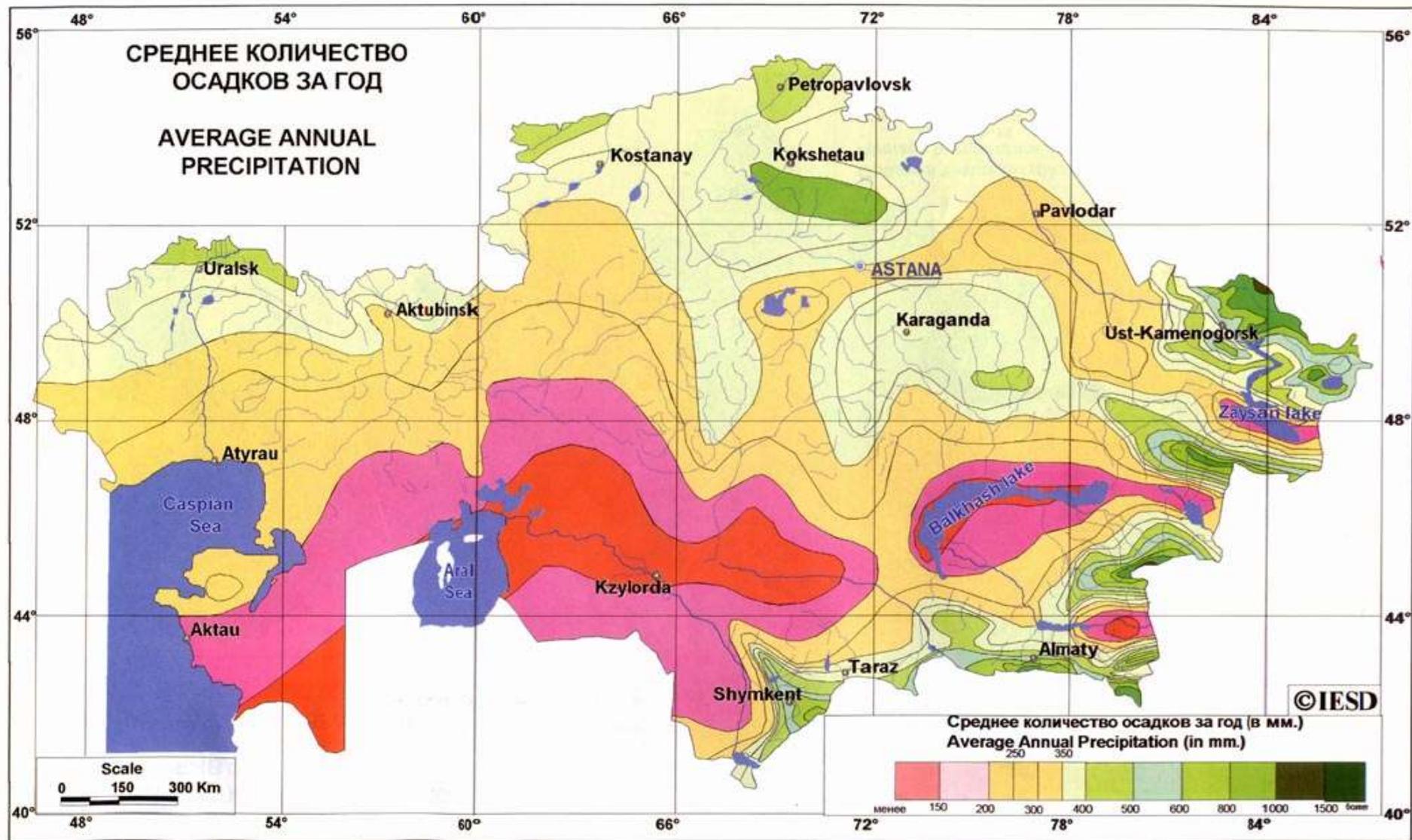


Рисунок 4.1.4 – Среднее количество осадков за год

**Таблица 4.1.10 - Среднее многолетнее количество осадков**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Жосалы	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

**Таблица 4.1.11 - Среднее число дней с грозой**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Жосалы	-	-	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 4.1.12 - Среднее число дней с градом**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Жосалы	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 4.1.13 - Даты появления и схода снежного покрова (средняя)**

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата разрушения
Жосалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

**Таблица 4.1.14 - Среднее число дней с туманом**

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Жосалы	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 4.1.15.

**Таблица 4.1.15 - 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 ПЗА (рисунок 4.1.1.1).

Совокупность климатических условий; режим ветра, застой воздуха, туман, инверсии и т.д., определяют способность атмосферы рассеивать продукты выбросов и формировать некоторый уровень ее загрязнения. Активная ветровая деятельность в районе месторождения, как на высоте, так и в приземном слое способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере.



Рисунок 4.1.1.1 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА)

## 4.2 Характеристика современного состояния воздушной среды

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 (точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ)).

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха представлена в целом по контрактной территории №1057, мониторинг проводится по угловыми точкам, расположенных в пределах производственных участков и санитарно-защитной зоны. Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха – 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.

На постах контролируются следующие вещества: азота оксиды, окись углерода, серы диоксид, углеводороды, сажа, сероводород.

Значения полученных результатов замеров на границе СЗЗ сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ) для населенных мест, на постах наблюдения в промышленной зоне месторождения – с ПДКм.р. рабочей зоны.

Для характеристики современного состояния загрязнения воздушного бассейна на месторождении Тузколь были использованы данные из «Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», за 2 квартал 2021 года, выполненные специалистами ТОО «Цитрин».

Мониторинг воздействия осуществляется с целью отслеживания соблюдения экологического законодательства РК и нормативов качества окружающей среды.

Контроль загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны проводился экспресс методом с помощью газоанализатора ГАНК-4. Прибор предназначен для контроля качества атмосферного воздуха в рабочей зоне и на границе СЗЗ.

Средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» во 2-ом квартале 2021 года представлены в таблице 4.2.1.

**Таблица 4.2.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе во 2 квартале 2021 года**

Наименование ЗВ	Норма ПДКм.р., мг/м <sup>3</sup>	Точки отбора проб			
		Станция 1	Станция 2	Станция 3	Станция 4
Оксид углерода	5	0,335	0,054	0,078	0,0
Сажа	0,15	0,0	0,0	0,0	0,0
Оксид азота	0,4	0,0	0,0258	0,0544	0,0664
Диоксид азота	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Диоксид серы	0,5	0,089	0,031	0,078	0,055
Углеводороды С1-С5	50 (ОБУВ)	0,0223	0,0652	0,0014	0,0223
Углеводороды С6-С10	30 (ОБУВ)	0,0	0,0	0,0	0,0

Результаты мониторинга воздействия объектов ТОО «Тузколь Мунай Газ Оперейтинг», на атмосферный воздух свидетельствуют о том, что концентрации загрязняющих веществ в районе пунктов контроля соответствует установленным санитарным нормативам и не превышают максимально разовых предельно-допустимых значений ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствовало санитарным нормам.

Таким образом, согласно проведенному экологическому мониторингу на территории объектов ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», качество атмосферного воздуха по состоянию за 2 квартал 2021 года можно оценить как *удовлетворительное*.

#### **4.3 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ**

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.

Месторождение Тузколь входит в контрактную территорию №1057, которая разрабатывается компанией ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

В структуру контрактной территории № 1057 входят также месторождения Западный Тузколь, Тузколь, Белькудук, Акжар, Кетеказган Северный, Жанбырши и занимают южную часть Тургайской впадины.

Согласно ««Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для месторождений контрактной территории №1057 ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл» на 2020-2021 годы» (заключение ГЭЭ №KZ76VCZ00689275 от 13.10.2020 г.) объем выбросов загрязняющих веществ от существующего оборудования составляет в 2021 году – **416,29921 тонн**.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Тузколь» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу *при эксплуатации* месторождения Тузколь, в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, установки и сооружения основного производства (без вспомогательного), необходимые для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Согласно проектным решениям технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции месторождения следующая: газожидкостная смесь от скважин по индивидуальным выкидным линиям подается на замерные установки, где на тестовом сепараторе осуществляется поскважинный замер добываемой продукции, далее общий поток флюида поступает по трубопроводу на первичную подготовку на ГУ-1 месторождения Западный Тузколь, откуда по межпромысловому коллектору Ø 273 мм подается на ЦППН месторождения Кумколь компании АО «ПККР» для дальнейшей подготовки и сдачи потребителю.

Выделившийся попутный газ при сепарации планируется частично использовать на собственные нужды промысла в печах подогрева нефти, а оставшийся объем газа в составе нефтегазовой жидкости будут транспортировать на ГУ-1 месторождения Западный Тузколь для использования в печах подогрева нефти и на газотурбинной установке ГТУ для выработки электроэнергии.

Отделившаяся пластовая вода насосами откачивается в систему ППД.

В результате эксплуатации технологического оборудования, задействованного в системе сбора продукции скважин, предполагается выделения:

- легких фракций углеводородов;
- продуктов сгорания попутного газа.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, неорганизованных выбросов - начиная с 6001.

В период разработки месторождения Тузколь основными источниками выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации объектов и сооружений по 2 рекомендуемому варианту будут являться:

### **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

#### Организованные источники выбросов:

Устьевые подогреватели УН-0,2 – источник №0001-0050

#### Неорганизованные источники выбросов:

Площадка добывающей скважины – источник №6001-6050;



Площадка ЗУ – источник №6051-6054.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 108 ед.

В рамках Проекта разработки месторождения Тузколь планируется ввод из бурения. 38 скважин, в т.ч. 33 добывающих скважин и 5 нагнетательных скважин.

Максимальный добывающий фонд по 2 варианту составит 50 ед., нагнетательный фонд – 11 ед.

Для ввода новых проектных скважин необходимо обустройство устья добывающих скважин, прокладка индивидуальных выкидных линий от скважин до замерной установки. Диаметры и протяженности выкидных линий будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования (в проекте обустройства) на основании изыскательских работ.

Основные источники выбросов загрязняющих веществ, а также объемы выбросов ЗВ в атмосферу в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин будут представлены в отдельных индивидуальных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 рекомендуемому варианту разработки представлена на рисунке 4.3.1.

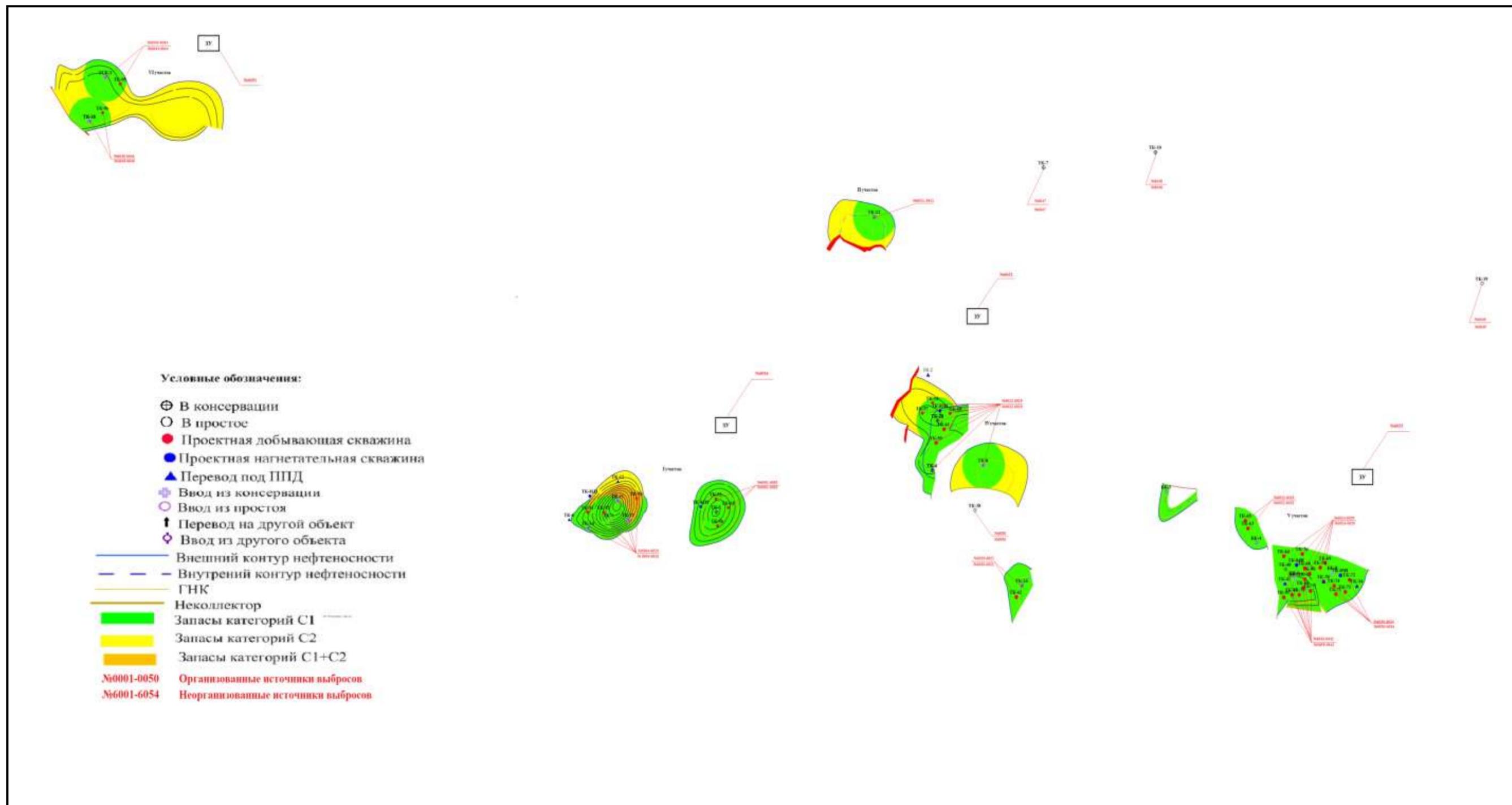


Рисунок 4.3.1 - Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки

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

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ от проектируемого оборудования в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в проекте предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферный воздух для месторождения Тузколь.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены на программном комплексе ЭРА Версия 3.0, при расчете были использованы следующие методики:

- «Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами» Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.;
- «Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО «КазТрансОйл»», Астана 2005 год;
- «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005 год;
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

Для оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух, предварительные расчеты выбросов ЗВ в атмосферу выполнены по рекомендуемому 2 варианту разработки месторождения (период разработки 2022 – 2055 годы). При этом при выполнении расчетов рассмотрен 2028 год, который характеризуется максимальным эксплуатационным фондом скважин за весь период разработки, следовательно, наибольшей добычей нефти и газа, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух. Также к 2028 году будет завершено бурение всех проектных скважин (таблица 3.2.3 – 3.2.4).

• *2 вариант разработки (рекомендуемый)* – на **2028 г.**, согласно технологическим показателям эксплуатационный общий фонд добывающих скважин составляет 50 ед., добыча нефти – 100,3 тыс.т и добыча газа – 33,8 млн.м<sup>3</sup>.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 2.

Предполагаемый перечень и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от технологического оборудования при эксплуатации месторождения, представлено в таблице 4.4.1.



Таблица 4.4.1 –Перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на месторождении Тузколь. 2 вариант (рекомендуемый)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	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, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	0,8025	25,3	632,5
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,1305	4,11	68,5
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0,4765	15,025	5,00833333
0410	Метан (727*)			50		0,4765	15,025	0,3005
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50		0,75132	23,998936	0,47997872
	<b>ВСЕГО:</b>					<b>2,63732</b>	<b>83,45894</b>	<b>706,78881</b>

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносит смесь углеводородов С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub>.

В период реализации проекта предполагается строительство новых скважин. Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Оценка воздействия на окружающую среду» (ОВОС) на строительство разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 м (±250м) в пределах Арыскупского прогиба на контрактной территории № 1057» (Заключение Департамент Экологии по Кызылординской области комитета экологического регулирования и контроля министерства энергетики Республики Казахстан № KZ17VCY00093092 от 16.03.2017г.) составит - **58,662737568 г/с** и **118,95715918 т/год**.

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся при строительстве проектных скважин, будут представлены после утверждения данного проекта разработки, в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

#### 4.5 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике

Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволяют 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.

Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 2 варианта разработки месторождения на 2028 год, который характеризуется максимальными выбросами в атмосферу.

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 Тузколь, 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.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха в районе месторождения Тузколь во 2 квартале 2021 года, средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

- |                  |                            |
|------------------|----------------------------|
| • оксид углерода | 0,156 мг/м <sup>3</sup> ;  |
| • сажа           | 0,0 мг/м <sup>3</sup> ;    |
| • оксид азота    | 0,0482 мг/м <sup>3</sup> ; |



- диоксид азота 0,0 мг/м<sup>3</sup>;
- диоксид серы 0,06325 мг/м<sup>3</sup>;
- углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub> 0,0278 мг/м<sup>3</sup>.
- углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub> 0,0 мг/м<sup>3</sup>.

Для расчета приземных концентраций был взят расчётный прямоугольник с размерами сторон 7600х6600 м, с шагом сетки 200 м.

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

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

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

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ мг/м <sup>3</sup>	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2		1,069	0,1164
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4		0,2074	0,1299
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5		0,0565	0,0339
0410	Метан (727*)		50	min	min
0415	Смесь углеводородов предельных C <sub>1</sub> -C <sub>5</sub> (1502*)		50	0,01368	0,00147

Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что в период разработки месторождения Тузколь, эксплуатация добывающих скважин и технологического оборудования, 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.

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».*

Месторождения ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» относятся к I классу согласно санитарной классификации с санитарно-защитной зоной не менее 1000 метров (Заключение ГЭ на проект «ПДВ нормативов предельно допустимых выбросов вредных веществ в атмосферу для месторождений контрактной территории №1057 ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл» на 2020-2021 гг.» № KZ76VCZ00689275 от 13.10.2020 г.).

Таким образом, размер санитарно-защитной зоны для месторождения Тузколь составляет 1000 м. Проектируемые сооружения являются одними из объектов месторождения, для которых установлена единая санитарно-защитная зона.

В данном проекте ПредОВОС 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.

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

#### **4.6 Предварительные предложения по установлению нормативов НДВ**

Предварительные нормативы выбросов вредных веществ от источников загрязнения в период разработки месторождения Тузколь представлены в таблице 4.6.1.

Предварительные нормативы представлены на 2028 год, так как данный период, был представлен в расчетах выбросов ЗВ от источников загрязнения, который характеризуются максимальным эксплуатационным фондом скважин за весь период разработки, следовательно, наибольшей добычей нефти и газа, что определяет собой наибольшее воздействие на атмосферный воздух. Также к 2028 году будет завершено бурение всех проектных скважин.

Таблица 4.6.1 – Предварительные нормативы выбросов ЗВ

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2028 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Организованные источники</b>								
<b>(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)</b>								
Устьевые подогреватели УН-0.2	0001			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0002			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0003			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0004			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0005			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0006			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0007			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0008			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0009			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0010			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0011			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0012			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0013			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0014			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0015			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0016			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0017			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0018			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0019			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0020			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0021			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0022			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0023			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0024			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0025			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0026			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028



Устьевые подогреватели УН-0.2	0027			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0028			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0029			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0030			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0031			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0032			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0033			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0034			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0035			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0036			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0037			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0038			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0039			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0040			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0041			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0042			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0043			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0044			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0045			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0046			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0047			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0048			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0049			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0050			0,01605	0,506	0,01605	0,506	2028
<b>(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (б)</b>								
Устьевые подогреватели УН-0.2	0001			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0002			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0003			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0004			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0005			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0006			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0007			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0008			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0009			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0010			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028





Устьевые подогреватели УН-0.2	0046			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0047			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0048			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0049			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0050			0,00261	0,0822	0,00261	0,0822	2028
<b>(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)</b>								
Устьевые подогреватели УН-0.2	0001			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0002			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0003			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0004			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0005			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0006			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0007			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0008			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0009			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0010			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0011			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0012			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0013			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0014			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0015			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0016			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0017			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0018			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0019			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0020			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0021			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0022			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0023			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0024			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0025			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0026			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0027			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0028			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0029			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028



Устьевые подогреватели УН-0.2	0030			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0031			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0032			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0033			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0034			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0035			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0036			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0037			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0038			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0039			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0040			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0041			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0042			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0043			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0044			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0045			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0046			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0047			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0048			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0049			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0050			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
<b>(0410) Меган (727*)</b>								
Устьевые подогреватели УН-0.2	0001			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0002			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0003			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0004			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0005			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0006			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0007			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0008			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0009			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0010			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0011			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0012			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0013			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028





Устьевые подогреватели УН-0.2	0049			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
Устьевые подогреватели УН-0.2	0050			0,00953	0,3005	0,00953	0,3005	2028
<b>в том числе факела</b>								
-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Итого по организованным источникам:</b>	-	-	<b>1,886</b>	<b>59,46</b>	<b>1,886</b>	<b>59,46</b>		
<b>Неорганизованные источники</b>								
<b>(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)</b>								
Площадка добывающей скважины	6001			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6002			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6003			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6004			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6005			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6006			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6007			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6008			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6009			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6010			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6011			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6012			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6013			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6014			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6015			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6016			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6017			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6018			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6019			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6020			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6021			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6022			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6023			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6024			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6025			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6026			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6027			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6028			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028



Площадка добывающей скважины	6029			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6030			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6031			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6032			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6033			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6034			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6035			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6036			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6037			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6038			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6039			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6040			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6041			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6042			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6043			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6044			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6045			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6046			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6047			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6048			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6049			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка добывающей скважины	6050			0,0145	0,46324	0,0145	0,46324	2028
Площадка ЗУ	6051			0,00658	0,209234	0,00658	0,209234	2028
Площадка ЗУ	6052			0,00658	0,209234	0,00658	0,209234	2028
Площадка ЗУ	6053			0,00658	0,209234	0,00658	0,209234	2028
Площадка ЗУ	6054			0,00658	0,209234	0,00658	0,209234	2028
<b>Итого по неорганизованным источникам:</b>				<b>0,75132</b>	<b>23,998936</b>	<b>0,75132</b>	<b>23,998936</b>	
<b>Всего по предприятию:</b>				<b>2,63732</b>	<b>83,458936</b>	<b>2,63732</b>	<b>83,458936</b>	
<b>Твердые:</b>				-	-	-	-	
<b>Газообразные, жидкие:</b>				<b>2,63732</b>	<b>83,458936</b>	<b>2,63732</b>	<b>83,458936</b>	



#### 4.7 Оценка воздействия на атмосферный воздух

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 как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 или 3 вариантам намечаемой деятельности.

В целом, можно сделать вывод о допустимости и целесообразности разработки месторождения Тузколь по любому из рассмотренных вариантов при безусловном соблюдении намечаемого комплекса природоохранных мероприятий.

Основываясь на результатах моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу и используя шкалу масштабов воздействия п.1 данного проекта, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Тузколь *при реализации каждого из рассматриваемых вариантов* 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) – от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполним 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 выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» ежегодно разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране атмосферного воздуха. Согласно «Плану мероприятий по охране

окружающей среды по контрактной территории №1057 на 2021 год» будет выполнен следующий объем работ по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух:

- обеспечение прочности и герметичности технологического оборудования;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений, (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива), позволяющих снижать негативное воздействие на окружающую среду;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования, в том числе на карьерах и на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличения поглощения парниковых газов;
- системы автоматического мониторинга за выбросами вредных веществ на источниках выбросов;
- обеспечение экологической безопасности, рационального использования природных ресурсов и предотвращения выбросов вредных веществ в атмосферный воздух.

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

Основные мероприятия по уменьшению выбросов носят организационно-технический характер:

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключая выброс вредных веществ в атмосферу;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки нефти, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и

проведение технологического ремонта;

- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- 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;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- проведение практических занятий, учебных тревог и других мероприятий с целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- обучение обслуживающего персонала реагированию на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при нарастании неблагоприятных метеорологических условий – прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т.д.);
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

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

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

сокращение выбросов загрязняющих веществ. Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах являются:

- 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 должен быть 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 над работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль над точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- интенсифицировать влажную уборку производственных помещений предприятия, где это допускается правилами техники безопасности.

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

режиму включают все вышеперечисленные 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 разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

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;
- остановку производств, не имеющих газоочистного оборудования; проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- 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**

Согласно ст.182 ЭК РК Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Производственный экологический контроль проводится операторами объектов I и II категорий на основе программы производственного экологического контроля, являющейся частью экологического разрешения, а также программы повышения экологической эффективности.

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.

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на месторождении Тузколь ведется согласно утвержденной Программе производственного экологического контроля.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха проводятся 1 раз в квартал на границе СЗЗ, на источниках выбросов ЗВ, пофакельные замеры.

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Тузколь рекомендуем ввести пункты мониторинга атмосферного воздуха для изучения влияния вновь вводимых объектов на состояние воздушного бассейна.

Мониторинг необходимо проводить на границе санитарно-защитной зоны месторождения по следующим направлениям: запад, север, юг, восток, а также проводить контроль выбросов на источниках.

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 ингредиенты: диоксид азота, оксид углерода, оксид азота, сажа, углеводороды C<sub>1</sub>-C<sub>5</sub>, углеводороды C<sub>6</sub>-C<sub>10</sub>.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ).

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха должна проводить организация на договорной основе, имеющей соответствующие лицензии на проведение подобных исследований.

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

Также рекомендуется 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.

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться 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 и годовом отчетах по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

## 5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

### 5.1 Гидрографическая характеристика

В районе расположения месторождения и на прилегающих территориях гидрографическая сеть отсутствует. Отсутствие гидрографической сети является в данном случае положительным природным фактором, так как полностью исключается возможность загрязнения поверхностных вод при проектируемых работах.

### 5.2 Гидрогеологическая характеристика

Месторождение Тузколь приурочено к Южно-Торгайскому артезианскому бассейну. Воды Торгайского артезианского бассейна формируются в сложных геологических и гидрогеологических условиях. Засушливость климата, отсутствие постоянно действующих рек и значительная удаленность от основных областей питания при наличии водоаккумулирующих коллекторов, а также повсеместная закрытость структур, определяют особенности накопления, движения и водообмена в водоносных горизонтах.

В разрезе Южно-Торгайской впадины выделяются три гидрохимические зоны: верхняя, средняя и нижняя. Водоносные горизонты разделены глинистыми флюидоупорами, развитыми по всей площади месторождения.

*Верхняя зона* включает верхнемеловой водоносный комплекс, водоносные горизонты палеогена и грунтовые воды неоген-четвертичных отложений. Пластовые воды этой зоны - пресные сульфатно-гидрокарбонатно-хлоридные. Зона характеризуется активным инфильтрационным гидрохимическим режимом поверхностных вод.

*Средняя гидрохимическая зона* в составе карачетауской свиты апт-альба характеризуется изменчивым составом и минерализацией от пресных и слабосоленых вод в бортах Арыкумского бассейна, аналогичных по солевому составу верхней зоне, до высоко минерализационных хлоридно-натриево-кальциевого состава во внутренней части бассейна. Питание горизонтов осуществляется, в основном, за счет инфильтраций атмосферных осадков на участках выходов их на поверхность и частично за счет фильтрации паводковых вод. Средняя зона также характеризуется свободным водообменом и неблагоприятными условиями для образования и сохранения залежей УВ.

*Нижняя зона* в составе водоносных комплексов неокома и юры содержит пластовые воды хлоридно-натриево-кальциевого состава, величина минерализации которых увеличивается с глубиной залегания. Эти пластовые воды относятся в основном к седиментогенным водам элизионного гидродинамического режима, что является

благоприятным условием для формирования и сохранения залежей УВ.

Характеристика основных водоносных горизонтов и комплексов

*Водоносный горизонт верхнеплиоценовых-четвертичных отложений ( $N_{2-3-Q}$ )* широко распространен в северо-западной части исследуемого района на площади развития эоловых песков массива Мойынкум.

Водовмещающие породы: пески мелкозернистые, желтого цвета, кварц-полевошпатового состава, с прослоями глин. Подстилающими породами являются глины нижнесреднего эоцена. Мощность водоносного горизонта колеблется от 3 до 25 м при наиболее часто встречающихся значениях 8-12 м. Глубина залегания уровня подземных вод – 1,5-4 м, воды безнапорные. Дебиты скважин составляют 0,1-1,8 л/с, удельные дебиты – 0,05-0,6 л/с. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатно-сульфатные кальциево-натриевые с минерализацией 0,8-2,3 г/л.

Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков.

*Водоупорные эоцен-олигоценые отложения чеганской свиты ( $P_{2-3}$ )* являются верхней частью регионального водоупора. Отложения чеганской свиты представлены морскими тонкоплитчатыми жирными аргиллитоподобными серовато-зелеными глинами. Иногда среди них встречаются редкие маломощные прослои окремненных мергелей.

*Воды локального распространения палеоцен-эоценовых отложений ( $P_{1-2}$ )*. Весьма широко распространены в районе, отсутствуя лишь в пределах Нижнесырдарьинского свода. В целом толща палеоцен-эоценовых отложений объединяет в себе литологически однородные морские осадки верхнего палеоцена (качинский ярус), нижнего эоцена (бахчисарайский ярус), среднего-верхнего эоцена (тасаранская свита) и верхнего эоцена (саксаульская свита). Представлены эти отложения мощной толщей глин с маломощными прослоями и линз алевритов, плотно сцементированных глинистых песчаников и алевритистых мелкозернистых песков.

Залегание водовмещающих пород близко к горизонтальному со слабым региональным уклоном в северо-западном направлении. Глубина залегания их кровли колеблется в диапазоне – от 3,5 до 235 м. Глубина залегания подошвы водовмещающих пород изменяется от 5,2 до 250 м. Верхним и нижним водоупорами служит одновозрастная толща глин. Для песков, залегающих в основании толщи, нижним водоупором служат глины маастрихта.

Существенная гидравлическая связь между отдельными водоносными линзами и прослоями, как и с другими водоносными комплексами отсутствует. Воды, как правило, носят напорный характер. Глубина залегания уровней изменяется от 9-19 м выше



поверхности земли до 46-50,5 м ниже ее. Фильтрационные свойства водоносных пород весьма слабые. Коэффициенты фильтрации не превышают десятых долей м/сут. Дебиты скважин – от тысячных до десятых долей литров в секунду, в единичных случаях достигая 1,1-1,3 л/с.

По анионному составу подземные воды хлоридно-сульфатные, реже сульфатно-хлоридные. Среди катионов доминирующее значение имеет натрий. Слабая гидравлическая связь между отдельными водоносными прослоями и линзами обуславливают широкий диапазон минерализации подземных вод – от 1,7 до 132 г/л.

Практического значения подземные воды не имеют.

*Водоносный комплекс сенонских и кампанских отложений ( $K_2sn$ ;  $K_2km$ )* имеет повсеместное распространение и в северо-восточной части района является первым от поверхности. На остальной территории сенонский водоносный горизонт перекрывается горизонтом олигоценых отложений. Погружение сенонских отложений происходит в юго-западном и южном направлениях.

Подземные воды, приуроченные к сенонским и кампанским отложениям всюду напорные, пьезометрические уровни составляют 4-10,0 м выше поверхности земли. На участках с большими гипсометрическими отметками самоизлива не наблюдается, и уровни залегают ниже поверхности земли, в пределах 9,0-16,3 м.

Водовмещающие породы представлены зеленовато-серым песком, серым разномерным песком кварцево-слюдистого состава, иногда с включениями гальки и гравия. Мощность водоносного горизонта колеблется в пределах 11,2-23,0 м. Величина напора подземных вод измеряется десятками, а иногда и сотнями метров. Водоносные пески часто переслаиваются с небольшими прослоями глин.

Водообильность комплекса характеризуется довольно большими дебитами скважин. Дебиты скважин на самоизливе составляют 4,6-12,0 л/с. При пробных и опытных откачках получены дебиты до 20-25 л/с, при понижениях 10-12 м. Это свидетельствует о хорошей водообильности сенонских отложений.

На большей части территории воды сенонских отложений относятся к слабосоленоватым с минерализацией от 0,4 до 1,0 г/л, исключение составляет крайняя юго-восточная часть района, где встречаются воды с минерализацией до 3,5 г/л. По химическому составу они сульфатно-хлоридные натриевые. Общая жесткость меняется от 1,23 до 9 мг-экв/л.

Питание водоносного горизонта в основном осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков на участках выходов сенонских отложений на дневную поверхность



и за счет гидравлической взаимосвязи с соседними горизонтами.

Подземные воды сенонских отложений являются наиболее перспективными как источник питьевого водоснабжения, для орошения и обводнения пастбищ.

*Водоносный горизонт туронских отложений ( $K_{2t}$ ).* Туронские отложения на территории района перекрываются отложениями сенона, эоцена олигоцена и неогена и вскрыты скважинами в северо-восточной и юго-восточной части территории. В северо-восточной части района туронские отложения залегают ближе к поверхности, чем в юго-западной.

Водовмещающие породы представлены песками светло-серыми, красновато-бурыми разноцветными, кварцевого состава. Мощность водоносных песков составляет 8,0 м. Появившийся уровень воды отмечен на глубине 129,0 м, а установившийся на глубине 3,5 м, т.е. величина напора составила 125,5 м. Величина напора подземных вод увеличивается по мере погружения туронских отложений.

Дебиты скважин составляют 0,3-0,9 л/с, при понижении до 17,5 м. На соседних территориях дебиты скважин достигают 4-5 л/с, при понижениях до 10,0 м. По качеству воды слабосоленоватые с минерализацией 1,6-2,5 г/л. По типу хлоридно-сульфатные натриевомагниевого.

Питание подземных вод туронских отложений связано с выходами на поверхность туронских отложений, за пределами описываемого района. Основную роль в питании водоносного горизонта играют Джезказган-Улутауские горы.

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

*Водоносный комплекс верхнеальб-сеноманских отложений ( $K_{1-2al-s}$ )* распространен повсеместно. Верхнеальбсеноманские отложения вскрыты на наиболее приподнятом участке, где сенонские отложения выходят на поверхность земли.

Водовмещающие породы – пески серые, коричневатобурые мелкозернистые кварцево-полевошпатовые. Общая мощность прослоев песков, разделенных глинами, изменяется в пределах до 40 м. Воды напорные. Напор достигает 360 м, пьезометрический уровень устанавливается на глубине 7,7 м ниже поверхности земли. Опробованный интервал составил 15 м. Дебит скважины равен 7,4 л/с, при понижении до 10,6 м.

Подземные воды верхнеальб-сеноманских отложений могут быть использованы для технического водоснабжения, орошения и обводнения пастбищ.

*Водоносный комплекс юрских отложений ( $J$ )* распространен в пределах



грабеновых структур, к которым приурочены буроугольные и нефтяные месторождения. Отложения представлены листоватыми глинами с прослоями алевроитов, песчаников, песков, прослоями углей.

Подземные воды вскрыты на глубинах до 750-1700 м. Воды напорные, пьезометрические уровни установлены на глубинах 7,5 - 18 м. Водообильность пород незначительная, дебиты скважин не более 0,1-2,5 л/с, при понижении уровня воды на 8,5-11 м. Воды солоноватые и соленые с минерализацией 3-8 г/л, хлоридно-сульфатные натриевые.

### **5.3 Характеристика водопотребления и водоотведения**

Предприятие не подключено к поселковым водопроводным сетям. Привозная вода используется для питьевых нужд. Для производственных, хозяйственно-бытовых и административных процессах используется вода из водозаборной скважины.

Проживание персонала на месторождении Тузколь не предусматривается. Все условия для жизнедеятельности рабочего персонала месторождения Тузколь (питание, проживание и др.) предусматривается на территории существующего вахтового поселка на месторождении Западный Тузколь ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг». В связи с чем, не представлены объемы водопотребления и водоотведения для столовой, душевых, прачечных и т.д.

Водоснабжение на территории месторождения Западный Тузколь обеспечивается привозной водой: водоснабжение вахтового поселка выполняется от 2-х скважин – одна рабочая, одна резервная, с дебитом 11 л/с каждая.

Для технических нужд вода привозится автосицитернами из водозаборной скважины 3182, расположенной на расстоянии 55 км на территории месторождении Западный Тузколь.

Схема водоснабжения вахтового поселка: вода из скважины подается в резервуар технической воды емкостью 50 м<sup>3</sup>, затем насосом производительностью 17 м<sup>3</sup>/час и напором 10 м подается на станцию (установку) водоподготовки. После очистки вода сливается в резервуар чистой воды и далее насосами подается потребителю.

В основном для водоподготовки используют скважины №3182, №5532, а скважина №5534 используются частично по мере необходимости объема потребления воды.

Для питьевых целей используется бутилированная вода привозимая из г.Кызылорда. На хозбытовые нужды рабочего персонала используется вода, поступающая после водоподготовки, по водопроводной трубе.

Для расчета потребности в воде в период разработки месторождения Тузколь



использованы следующие показатели:

- Норма потребления воды на питьевые нужды - 2 литра или 0,002 м<sup>3</sup> на человека в смену (бутилированная вода) согласно п.100 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174.
- Норма потребления воды для хозяйственно-бытовых нужд – 0,012 м<sup>3</sup> на человека согласно СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
- Численность работающих на месторождении Тузколь – 6 человек.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 5.3.1.

**Таблица 5.3.1 – Объемы водопотребления и водоотведения**

Наименование потребителей	Количество потребителей	Норма расхода воды, м <sup>3</sup>	Водопотребление		Водоотведение	
			м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /год	м <sup>3</sup> /сут	м <sup>3</sup> /год
Питьевые нужды	6	0,002	0,012	4,38	-	-
Хоз-бытовые нужды	6	0,012	0,072	26,28	0,072	26,28
<b>Итого:</b>			<b>0,084</b>	<b>30,66</b>	<b>0,072</b>	<b>26,28</b>

#### Водоотведение

Сточных вод, непосредственно сбрасываемых в поверхностные водные объекты, предприятие не имеет.

Сточные воды, образующиеся в результате производственной деятельности и жизнедеятельности персонала на месторождении, представлены хозяйственно-бытовыми сточными водами.

Сточные воды сбрасываются в септик, затем по мере накопления вывозятся согласно заключенному договору в специализированные организации на близлежащие очистные сооружения.

В период реализации проекта предполагается строительство скважин. Объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на месторождении Тузколь будут определены на стадии рабочего проектирования, в рамках индивидуальных Технических проектов на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типа буровой установки, условиями бурения и т.д.

#### **5.4 Оценка влияния проектируемых работ на состояние 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 следствие этого определяющий характер проникновения загрязняющих веществ в подземные воды.

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

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

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

Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате проникновения в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод, утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

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.

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

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

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

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

В целом на данный проектный период разработки месторождения Тузколь при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных



мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс предусматриваемый на месторождении водоохранных мер в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на подземные воды *по каждому из рассматриваемых вариантов* 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) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на подземные воды в районе ведения работ относится к *воздействию средней значимости* (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

### **5.5 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод**

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

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» с целью минимизации негативного воздействия на водные ресурсы разрабатывает и реализует природоохранные мероприятия в рамках «Плана мероприятий по охране окружающей среды по контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

В целях предупреждения загрязнения и истощения водных ресурсов при разработке месторождения Тузколь предусматриваются следующие мероприятия:

- не допускать загрязнения площади водосбора поверхностных и подземных вод;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и

водоотведения;

- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- рациональное использование водных ресурсов, принятие мер по сокращению потери воды;
- 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;
- гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов и завес;
- устранение межпластовых перетоков глубинных флюидов вдоль ствола скважины;
- повторное использование очищенных сточных вод на технологические операции;
- принимать меры к внедрению водосберегающих технологий, прогрессивной техники полива, оборотных и повторных систем водоснабжения;
- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности на водных объектах и водохозяйственных сооружениях;
- немедленно сообщать в территориальные органы центрального

исполнительного органа Республики Казахстан по чрезвычайным ситуациям и местные исполнительные органы области (города республиканского значения, столицы) обо всех аварийных ситуациях и нарушениях технологического режима водопользования, а также принимать меры по предотвращению вреда водным объектам;

- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием подземных вод.

## **5.6 Предложения по организации мониторинга водных ресурсов**

### Подземные воды

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.

На месторождении Тузколь, в настоящее время нет водозаборных скважин, единственная скважина № 0900 находится на консервации (не рабочая).

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

Поскольку создание специализированной наблюдательной сети требует бурения скважин, с чем связаны существенные материальные затраты, на начальных этапах разработки месторождения рекомендуется максимально использовать для этих целей уже имеющиеся близлежащие водозаборные скважины и колодцы от производственных объектов компании.

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 и колодцев. Периодичность контроля 2 раза в год.

В соответствии с Экологическим законом РК и независимо от наличия либо отсутствия подземных вод в первом от поверхности водоносном горизонте, в пределах всех потенциальных объектов загрязнения необходимо проведение мониторинговых наблюдений в течение всего срока эксплуатации месторождения и периода его

консервации по окончании разработки.

Мониторинг должен осуществляться с привлечением аккредитованных лабораторий, согласно требованиям п.8 ст.186 Экологического кодекса РК. Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

В последующем, при осуществлении производственной деятельности на территории месторождения 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 пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- рН, 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 в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

## 6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

### 6.1 Характеристика геологического строения

В геологическом строении района и месторождения Тузколь участвуют отложения юрской, меловой, палеогеновой, неоген-четвертичных систем.

По состоянию на 01.01.2021 г. на месторождении Тузколь в фонде недропользователей числится 43 скважины, в том числе 36 в добывающем фонде (15 – остановлены, 21 – в консервации), 3 – в ожидании испытания, 4 – ликвидированных.

Ниже приведена краткая литолого-стратиграфическая характеристика. Полученная информация по скважинам, пробуренным за анализируемый период, позволила провести уточнение геологического строения месторождения, не изменив принципиальную схему расчленения разреза и представление о литологии.

#### Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

##### Юрская система J

Юрская система представлена всеми отделами и расчленена на сазымбайскую, айбалинскую, дощанскую, карагансайскую, кумкольскую и акшабулакскую свиты.

Отложения *сазымбайской свиты* ( $J_{1sz}$ ) представлены, преимущественно, песчаниками, конгломератами, гравелитами с прослоями алевролитов и аргиллитов. В разрезе преобладают грубообломочные породы. Вскрытая, скважинами, толщина отложений свиты колеблется от 210 м до 1018 м. К песчаникам приурочен продуктивный горизонт Ю-VI.

Отложения *айбалинской свиты* ( $J_{1ab}$ ) представлены темно-серыми, черными аргиллитами, алевролитами с прослоями песчаников и углистых пород и пластов углей. Резким отличием от других месторождений является наличие пластов песчаников, возможно также более грубообломочных пород. В целом, преобладают глинистые породы. Вскрытая толщина свиты изменяется в интервале 118 м – 1110 м.

К прослоям песчаников приурочены пласты продуктивного горизонта Ю-V.

Отложения *дощанской свиты* ( $J_{1-ds}$ ) сложена песчаниками, гравелитами, маломощными конгломератами с прослоями алевролитов, темно-серых, черных аргиллитов и нередко углей. В разрезе преобладают тонкие осадки. Толщина пород дощанской свиты варьирует от 285 м (скв. ТК-7) до 840 м (скв. ТК-1).

Песчаники нефтегазопродуктивные, к ним приурочены пласты продуктивного горизонта Ю-IV-2.

К *карагансайской свите* ( $J_{2kr}$ ) отнесена мощная толща сероцветных, зеленовато-



серых песчаников, песков с прослоями аргиллитов, аргиллитоподобных глин, алевролитов. В разрезе преобладают пелитовые породы. Толщина свиты колеблется от 98 м (скв. ТК-26) до 705 м (скв. ТК-5). К прослоям песчаников и глинистых песчаников приурочены пласты продуктивного горизонта Ю-IV-1.

Отложения *кумкольской свиты* ( $J_{3kt}$ ) на месторождении представлены в виде нерасчлененной свиты. В отличие от других месторождений, свита сложена глинистыми породами с редкими прослоями и прослойками песчаников, к которым приурочен водонасыщенный горизонт Ю-III.

Общая толщина кумкольской свиты изменяется от 53 м до 586 м.

Отложения *акшабулакской свиты* ( $J_{3ak}$ ) сложены глинами с маломощными прослоями песчаников. Толщина свиты колеблется от 46 м до 384 м.

К прослоям песчаников приурочены водонасыщенные пласты горизонта Ю-0.

### **Меловая система К**

Меловые отложения в нижней части разреза расчленяются по литологическому составу на три свиты: даульскую, карачетаускую и кызылкиинскую. Верхняя часть относится к нерасчлененному разрезу турон-сенона.

В разрезе неокома ( $K_{1nc}$ ) выделяется даульская свита, разделенная на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита ( $K_{1nc1}^1$ ) расчленена на два горизонта: нижний (арыкумский) и верхний.

*Арыкумский горизонт* ( $K_{1nc1ar}$ ) является регионально нефтеносным и представлен базальной толщей собственно платформенного подэтажа. В пределах месторождения Тузколь верхняя пачка выпадает (выклинивается) из разреза. В связи с этим, приводится описание только нижней и средней пачек.

Нижняя пачка арыкумского горизонта на месторождении Тузколь представлена песчаниками, слабосцементированными с прослоями глинистых песчаников, алевролитов и глин. Отложения пачки в Арыкумском прогибе являются базальными в основании платформенного чехла и в большинстве месторождениях являются продуктивными на нефть (горизонт М-II). Здесь они водонасыщенные.

Средняя пачка сложена глинами, алевролитами, глинистыми алевролитами.

Толщина арыкумского горизонта колеблется от 64 м до 202 м.

Верхнедаульская подсвита ( $K_{1nc2}$ ) в нижней и средней частях представлена переслаиванием пачек песчаных и глинистых красноцветных пород, а в верхней – преимущественно глинами. Толщина пород варьирует в пределах от 90 м до 452 м.



Выше залегают отложения апт-альбского яруса нижнего мела, альб-сеноманские отложения нижнего-верхнего мела, турон–нижнесенонские и верхнесенонские отложения верхнего мела, а также породы палеогеновой системы и нерасчлененные неоген-четвертичные отложения.

В литологическом отношении породы представлены песчано-глинистыми отложениями, типичными для Южно-Тургайской нефтегазоносной области.

## 6.2 Тектоника

В разрезе региона выделяются три структурных этажа: 1) складчато-кристаллический фундамент, 2) квазиплатформенный слабометаморфизованный слабодислоцированный переходный этаж, 3) платформенный этаж, разделяющийся на юрский рифтогенный и мел-палеогеновый подэтажи. Наиболее результативными на нефть и газ в настоящее время являются платформенные отложения.

В пределах Контрактной территории, расположенной в южной части Южно-Тургайского прогиба, выделяются три региональных структурно-тектонических элемента: юго-восточная часть Арыкумской грабен-синклинали на западе, Аксайская горст-антиклиналь в центральной части и юго-западный борт Южно-Акшабулакской мульды на востоке.

Особенностью строения Арыкумской грабен-синклинали является наличие Главного Каратауского глубинного разлома (ГКР), пересекающего породы фундамента, юры, мела и палеогена и уходящего вглубь литосферы. Это разломное нарушение сдвигового характера разделяет Арыкумскую грабен-синклиналь на западный борт, пологий и широкий (7-18 км) и восточный борт, узкий и крутой (5-10 км).

Аксайская горст-антиклиналь (Г-А) по поверхности эрозионного выступа квазиплатформенного фундамента имеет сложные очертания и протягивается с севера на юг почти на 25 км, при ширине 10 км, сужаясь на юге до 4,5 км, где по горизонту PZ выделяется Южно-Аксайский выступ в виде крупного структурного «носа». Юго-восточный склон Аксайской Г-А местами плавно, а местами - круто погружается в Южно-Акшабулацкую мульду.

В толще платформенного структурного этажа прослежены следующие сейсмические отражающие горизонты, характеризующие строение исследуемой территории:

PZ – кровля палеозойской (домезозойской) толщи;

ОГ-V – кровля айболинской свиты;

ОГ-IV<sup>1</sup> - кровля дощанской свиты;



ОГ-IV – кровля карагансайской свиты средней юры;

ОГ-III – кровля кумкольской свиты верхней юры;

ОГ-III<sup>1</sup> - кровля акшабулакской свиты верхней юры;

ОГ-II<sup>ар</sup> - кровля арыкумского горизонта нижнего неокома.

На структурной карте поверхности домезозойского фундамента ОГ-PZ исследуемая площадь имеет относительно простое строение - здесь на большой площади картируется Акшабулакская впадина, осложненная поднятиями, впадинами и тектоническими нарушениями. Самым крупным является субширотный разлом, расположенный в центральной части исследуемой территории, зона развития которого доходит по ширине 0,75 км, длина - более 17 км. Амплитуда его колеблется от 150 м (на юго-востоке) до 800 м на северо-западе. Другие разломы имеют амплитуды от 50 м до 250 м.

В пределах исследуемой площади картируются четыре котловины – западная, восточная, южная и центральная. Из них, самыми крупными и глубокими являются западная и восточная с абсолютными отметками, соответственно, -5100 м и -5300 м. На крайнем юго-западе наблюдается моноклиальный крутой подъем, который является северным склоном Аксайского поднятия, высшая точка которого находится на отметке - 1700 м.

Указанные поднятия и впадины имеют крутые склоны, где не выделяются останцовые поднятия из-за большого сечения изогипс карты, которые проведены через 50 м. Из-за этого мелкие поднятия не выделяются и рельеф сглаживается.

Судя по структурным построениям по ОГ-V, IV<sup>1</sup>, IV и другим отражающим горизонтам, южная бортовая часть Акшабулакской грабен-синклинали в юрско-меловой период претерпела региональную инверсию.

Строение дощанской свиты – ОГ-IV<sup>1</sup>, карагансайской свиты – ОГ-IV.

На структурных картах четко обозначаются две крупные структуры: на северной половине – Акшабулакская грабен-синклинали (впадина) и на южной половине – северный склон (крыло) Аксайской горст-антиклинали.

Аксайское поднятие по центру образует водораздел (между скважинами ТК-35 и ТК-28), который делит впадину на две половины: восточную и западную. Все нефтегазоносные структуры расположены в пределах северного склона Аксайского поднятия, которое на своем предгорном склоне постепенно и ступенчато погружается на северном направлении.

Склон осложнен многочисленными мелкими поднятиями и впадинами между



ними. Судя по структурной карте по отражающему горизонту ОГ-IV<sup>1</sup> тектонические нарушения имеют различное простирание, делят толщу на 18 блоков (I-XVIII). Отложения дощанской свиты – в 28 скважинах, которыми подтверждается блочное строение рассматриваемой территории. Все разломы, выделенные в нижней юре вверх по разрезу, постепенно уменьшаются по длине, амплитуде и, начиная со средней юры, затухают, в нижнемеловой толще зафиксированы отдельные непротяженные сбросы.

Внутри каждого блока картируются куполовидные, антиклинальные и брахиантиклинальные локальные структуры, ограниченные сбросами. Из них только структура в пределах блока I имеет субширотное простирание и является наиболее крупной, с ней связана залежь нефти и газа Тузколь. Все остальные структуры в пределах блоков имеют относительно меньшую площадь.

Строение исследуемой территории по кровле айбалинской свиты нижней юры – аналогично дощанской свиты, поэтому, ниже приводится краткая характеристика выделенных блоков по структурной карте дощанской свиты нижней-средней юры.

**Блок I** выделен в западной части исследуемой территории, в его пределах по изогипсе минус 1910 м закартирована валообразная структура субширотного простирания, периферийные части которого осложнены тектоническими нарушениями. Размеры структуры – 4,0 x 0,75 км. Свод поднятия оконтуривается изогипсой минус 1850 м. Амплитуда структуры – 60 м. На данной структуре пробурены скважины ТК-1, ТК-6, ТК-11, ТК-12, ТК-13, ТК-14. Восточнее указанных скважин, за разломом, пробурена скважина ТК-5. По дощанскому горизонту ОГ-IV<sup>1</sup> локальная структура здесь не картируется. Данный блок – опущен относительно западного, отражающий горизонт здесь прослежен на отметках 1970 – 2030 м.

К югу от структуры Тузколь простирается узкий прогиб, затем – резкий подъем до отметки -1630 м на Аксайском выступе.

**Блок II** расположен восточнее блока I, в его пределах по изогипсе минус 1790 м обозначается кольцеобразная структура, ограниченная тектоническими нарушениями. Размеры структуры - 1,6x1,25 км. В ее своде пробурена скважина ТК-30, которой отложения дощанской свиты вскрыты на отметке минус 1730 м.

**Блок III** находится к северо-западу от блока II, между сбросами. Структура, выделяющаяся по изогипсе минус 2270 м, имеет вид полусвода, ограниченного с северо-востока сбросом. Размеры структуры равны 1,75x1,0 км, свод ее картируется на отметке 2210 м, амплитуда – 60 м. В пределах структуры пробурена скважина ТК-27. К северу, северо-западу и северо-востоку ОГ-IV<sup>1</sup> погружается в Акшабулакскую впадину.



**Блок IV** выделен на северо-востоке от блока III, ограничен разломами. Между сбросами картируется структура треугольной формы. Размеры ее по изогипсе -2410 м равны 0,75x0,5 км.

**Блок V** расположен восточнее блока IV, на юго-западном борту Акшабулакской впадины. В его пределах выделяются две локальные структуры – северная, оконтуренная изогипсой минус 2490 м и южная – изогипсой минус 2410 м. Северная структура имеет грушевидную форму, размеры ее – 1,0x0,75 км, амплитуда – 20 м. В ее пределах пробурена скважина ТК-35, где получены притоки нефти и газа. Южная структура, имеющая вид полусвода, экранирована с юга сбросом. Размеры ее – 1,250x1,0 км. Свод структуры находится на отметке минус 2350 м, амплитуда – 60 м. На структуре пробурена скважина ТК-21, при испытании которой получена нефть.

В восточной части блока закартирована структура примыкания к сбросу. По изогипсе минус 2530 м размеры структуры равны 1,25x0,350 м, амплитуда ее – 40 м.

**Блок VI** находится южнее блока V, расположен между тектоническими нарушениями.

**Блок VII** расположен восточнее блока V, ограничен разломами субмеридианального простиранья. В западной части блока по изогипсе минус 2550 м выделяется полуантиклиналь меридионального простиранья, экранированная сбросом. Размеры ее – 1,75x0,350 км, амплитуда – 40 м.

**Блок VIII** состоит из двух подблоков – VIIIа и VIIIб. В их пределах картируются ловушки, экранированные сбросами. На подблоке VIIIа по изогипсе минус 2470 м выделяется полусвод, ограниченный с запада сбросом. Размеры структуры – 1,250x0,750 км, амплитуда – 70 м. На этой структуре пробурена скважина ТК-7, при испытании в ней горизонта Ю-IV-2-2 отмечены фонтанные притоки нефти.

Ловушка на подблоке VIIIб, ограниченная изогипсой минус 2510 м, имеет вид полусвода, экранирована с востока разломом.

**Блок IX** находится восточнее подблоков VIIIа, VIIIб и также делится на подблоки IXа и IXб. На подблоке IXа структура по изогипсе минус 2610 м имеет сложное строение, осложнена сбросами, амплитуда ее – 20 м. Сводовая часть структуры зафиксирована на глубине минус 2590 м, в восточной части структуры пробурена скважина ТК-10, где из юрских продуктивных горизонтов получены притоки нефти.

**Блоки X и XI** – расположены восточнее блока IX, ограничены сбросами, в их пределах ОГ-IV<sup>1</sup> моноклинально погружается с юга на север.

**Блоки XII и XIII** – приподняты относительно соседних. На блоке XII по горизонту



ОГ-IV<sup>1</sup> выделяется малоамплитудная ловушка, ограниченная с юга сбросом. На блоке XIII пробурены скважины ТК-9 и ТК-39, при испытании в них юрских горизонтов были получены притоки газоконденсата.

В южной части исследуемой территории выделены блоки **XIV, XV, XVI, XVII, XVIII**, осложняющие строение северного склона Аксайской горст-антиклинали.

**Блок XIV** ограничен сбросами, с ним связана структура сложной конфигурации. Сейсмический горизонт ОГ-IV<sup>1</sup> в пределах блока прослежен на отметках минус 1670-1710 м. Размеры структуры по изогипсе минус 1710 м равны 1,75x1,60 км, амплитуда структуры – 40 м. На блоке пробурены скважины ТК-4 и ТК-20, в которых при испытании получены притоки нефти, газа и конденсата.

**Блок XV**, расположенный восточнее блока XIV между протяженными сбросами, более короткими разломами разбит на подблоки. В их пределах выделяются небольшие по площади малоамплитудные структуры примыкания к сбросам в виде полусводов. ОГ-IV<sup>1</sup> прослежен на отметках минус 1450-1750 м. На данном блоке пробурены скважины ТК-24, ТК-8, ТК-38, из них в скважине ТК-24 в отложениях дощанского возраста получены притоки нефти и воды.

Блоки **XVI, XVII, XVIII** входят в состав ранее выделенной структуры Белькудук.

**Блок XVI** расположен между сбросами. В северной части блока по изогипсе минус 1530 м выделяется структура в виде полуантиклинали, свод которой находится на отметке минус 1450 м. Размеры структуры – 1,5x1,0 км, амплитуда – 80 м. В пределах структуры пробурена скважина БК-3, вскрывшая отложения дощанского возраста на абсолютной отметке минус 1534,1 м.

**Блок XVII** ограничен сбросами, гипсометрически приподнят относительно соседнего блока XVI. В северной его части по изогипсе минус 1470 м выделяется структура, имеющая вид полусвода, экранированного сбросом. Размеры ее – 1,25x 1,0 км, амплитуда – 60 м. В пределах структуры пробурена скважина БК-4, которая вскрыла отложения дощанского возраста на отметке минус 1418,74 м. При испытании дощанского горизонта получен в скважине БК-6 этот комплекс пород вскрыт гипсометрически ниже – на отметке минус 1494,47 м, коллектор оказался водонасыщенным, то есть скважина пробурена за контуром нефтеносности. Севернее блока XVII между сбросами закартирован узкий блок субширотного простирания. По изогипсе минус 1610 м выделяется ловушка в виде клина, в пределах которой пробурена скважина ТК-26. Отложения дощанского возраста в ней вскрыты на абсолютной отметке минус 1491,6 м, нефтегазонасыщенные пласты в разрезе по данным ГИС не выделены.

Блок **XVIII** расположен в восточной части исследуемой территории, ограничен сбросами. Отражающий горизонт ОГ-IV<sup>1</sup> погружается с северо-запада на юго-восток от отметки 1300 м до 1650 м и глубже. По изогипсе минус 1470 м выделяется структура в виде полусвода, размеры которой составляют 1,75x1,65 км, амплитуда – более 350 м. В пределах блока пробурены скважины БК-1, БК-2, БК-8, ТК-34, ТК-40, ТК-41, из них скважина БК-2 оказалась за контуром нефтегазоносности.

Некоторые структуры и тектонические нарушения, выделенные по дощанскому горизонту (ОГ-IV<sup>1</sup>), по вышележащему ОГ-IV не картируются, а ряд структур имеют иную конфигурацию и размеры.

Структура Тузколь на блоке I по карагансайскому горизонту состоит из двух самостоятельных локальных структур в виде брахиантиклиналей – западной и восточной.

Западная структура оконтурена изогипсой минус 1210 м, амплитуда ее – 10 м. В пределах структуры пробурены скважины ТК-1, ТК-11, ТК-13, ТК-14, в разрезах карагансайской свиты выделены продуктивные горизонты. Скважины ТК-8, ТК-12 оказались за контуром нефтегазоносности.

Восточная структура, где пробурена скважина ТК-5, оконтурена изогипсой минус 1340 м, амплитуда ее – 40 м. Относительно западной структуры, восточная расположена гипсометрически ниже, при испытании карагансайского горизонта в скважине ТК-5 получены притоки нефти с водой.

Локальные структуры, выявленные по ОГ-IV<sup>1</sup> в пределах блоков II, III, IV, по карагансайскому горизонту не картируются. Скважина ТК-27 оказалась пробуренной на моноклиномальном склоне, вне структурных условий, поэтому, коллектор в разрезе карагансайской свиты – водонасыщенный. Наблюдается совпадение структурных планов по ОГ-IV<sup>1</sup> и ОГ-IV северной и южной локальных структур в пределах блока V. Северная структура по кровле карагансайских отложений оконтуривается изогипсой минус 2040 м, имеет изометрическую форму, размеры ее – 0,75x0,70 км, амплитуда – 20 м.

В скважине ТК-35 при испытании горизонта получены притоки нефти.

Южная структура имеет вид полусвода, экранированного сбросом. По изогипсе минус 1940 м размеры структуры равны 1,0x0,75 км. Скважина ТК-21 оказалась пробуренной в периферийной части структуры, что, вероятно, стало причиной водонасыщенности коллектора карагансайского горизонта.

На блоке VIII выделяется лишь подблок VIIIa, ограниченный с юго-запада сбросом. К нему приурочена небольшая по размерам (0,5x0,25 км) малоамплитудная структура, где пробурена скважина ТК-7. Коллекторы карагансайского горизонта

оказались водонасыщенными.

В пределах блоков IX, X и XI локальные структуры, закартированные по ОГ-IV<sup>1</sup>, по вышележащему горизонту ОГ-IV – не выделены. В пробуренной на блоке IXа скважине ТК-10 и скважинах ТК-9 и ТК-39 на блоке XIII коллектора – водонасыщенные.

Выделенная на блоке XIV по дощанскому горизонту локальная структура, выявлена также и по карагансайскому горизонту. Она по замкнутой изогипсе минус 1320 м имеет вид брахиантиклинали размерами 2,25x1,25 км, отмечена нарушенность структуры прерывистыми сбросами. Свод структуры находится на отметке минус 1140 м. Амплитуда структуры – 180 м.

В скважине ТК-20, расположенной в периферийной части структуры, коллектора - нефтеводонасыщенные, а скважины ТК-2 и ТК-4 оказались за контуром нефтегазоносности, коллектора в них – водонасыщенные.

Тектонические нарушения, отмеченные по ОГ-IV<sup>1</sup> в пределах блока XV, в карагансайской толще не прослежены. Здесь в районе пробуренных скважин ТК-8, ТК-38 выделяется локальная изометричная структура, по замкнутой изогипсе минус 1240 м размеры ее равны 1,25x1,0 км. Амплитуда ее – около 50 м. В скважине ТК-8 при испытании получены притоки нефти с водой, а скважины ТК-4 и ТК-38 оказались за контуром нефтеносности.

Наблюдается удовлетворительное совпадение структурных планов локальных структур, закартированных по ОГ-IV<sup>1</sup> и ОГ-IV на блоках XV и XVII, осложняющих Белькудукское поднятие.

Структура, выделенная на блоке XVI по дощанскому горизонту, где пробурена скважина БК-3, по ОГ-IV не картируется, карагансайские отложения, моноклинально погружаются с юга на север от отметки минус 1212 м в районе скважины ТК-23 до 1400 м.

Структура в пределах блока XVII по изогипсе минус 1240 м имеет вид полуантиклинали, размеры которой составляют 1,25x0,8 км. Амплитуда структуры – 20 м. Отложения карагансайской свиты в скважине БК-4 вскрыты на отметке минус 1221,7 м, по данным ГИС в карагансайской толще выделен нефтенасыщенный коллектор. Скважина БК-6 оказалась за контуром нефтеносности.

На блоке XVIII структура по сейсмическим данным не выделяется, в скважине БК-1 отложения карагансайской свиты вскрыты на абсолютной отметке 1159,1 м, в скважине БК-2 -1119,5 м, в скважине ТК-40 -1208,3 м, в скважине ТК-41 -1221,0 м.

По кровле кумкольской свиты (ОГ-III), кровле акшабулакской свиты верхней юры (ОГ-III<sup>1</sup>), кровле арыскупского горизонта нижнего неокома (ОГ-II<sup>ар</sup>) исследуемая



территория имеет более простое строение. Разломы, зафиксированные в среднеюрской толще по ОГ-IV', ОГ-IV горизонтам, в верхнеюрских-неокомских отложениях не отмечены, так как они затухают в доверхнеюрском комплексе пород. По указанным отражающим горизонтам в южной и восточной частях исследуемой территории выделяется северный склон Аксайского поднятия, который на своем предгорном склоне постепенно и ступенчато погружается в Южно-Акшабулакскую мульду.

### 6.3 Нефтегазоносность

Месторождение Тузколь расположено в Арыскупском прогибе, который является частью Южно-Тургайского нефтегазоносного района, входящего в Арало-Тургайскую нефтегазоносную провинцию.

На месторождении пробуренными поисково-разведочными и опережающими добывающими скважинами установлена продуктивность меловых отложений (продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2) и юрских отложений (продуктивные горизонты Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-6, Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2, Ю-IV-2-3, Ю-V-1, Ю-V-2, Ю-VI-1, Ю-VI-3).

Характерной чертой куполов месторождения Тузколь является высокая неоднородность. Выделение пластов-коллекторов в разрезе каждой скважины осуществлялось по материалам промыслово-геофизических исследований.

Проведенная детальная пластовая корреляция подтвердила сложный характер распространения пластов-коллекторов по площади и разрезу, выражающийся в значительном изменении эффективных толщин вплоть до полного замещения коллекторов непроницаемыми разностями, с одной стороны, и линзовидном залегании пластов-коллекторов с другой стороны.

По результатам пробуренных и продуктивных по ГИС и опробования скважин во вскрытых отложениях выделены следующие горизонты:

- в сазымбайской свите ( $J_{1sb}$ ) горизонты: Ю-VI-1, Ю-VI-3;
- в айбалинской свите ( $J_{1ab}$ ) горизонты: Ю-V-1, Ю-V-2;
- в дощанской свите ( $J_{1-2ds}$ ) горизонты: Ю-IV-2-1, Ю-IV-2-2 Ю-IV-2-3;
- в карагансайской свите ( $J_{2-3kr}$ ) горизонты: Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3, Ю-IV-1-4, Ю-IV-1-5, Ю-IV-1-6;
- в верхнем неокоме ( $K_{1nc2}$ ): горизонты: М-0-1, М-0-2.

В период с 01.09.2019 по 01.01.2020 г. на месторождении Тузколь были пробурены оценочные скважины ТК-15, ТК-19, ТК-32, ТК-33, ТК-36, ТК-43, ТК-44. Скважины расположены за пределами установленных контуров продуктивности. В скважинах по



оперативной оценке материалов ГИС были рекомендованы интервалы к опробованию. Однако часто по данным геолого-технологических исследований рекомендованные интервалы часто характеризовались отсутствием степени флюоресценции и слабыми показаниями кривых газового анализа. В скважине ТК-15 (участок 1) опробован интервал 2766-2780 м. В результате опробования в течение трех дней извлечено закачкой азота 34,02 м<sup>3</sup> задаочно-технической жидкости. Затем в интервале был произведен гидроразрыв пласта. При последующем опробовании с помощью закачки азота извлечено 207,94 м<sup>3</sup> задаочно-технической жидкости. Объект оценен как сухой. В скважине ТК-43 (участок 3) опробование не проводилось. В скважине ТК-44 (участок 1) отдельно опробовались несколько интервалов перфорации (2327-2329 м, 2299-2303 м, 2005-2013 м и 1997-2000 м), каждый из которых оказался сухим. Таким образом, скважины ТК-15, ТК-43, ТК-44 пробуренные в 2019 г., не внесли изменений в представления о нефтегазоносности месторождения.

В двух скважинах ТК-19 (участок 6) и ТК-36 (между участками 3 и 5), пробуренных в 2020 г., ситуация аналогична, практически по всему разрезу скважины пласты-коллекторы по данным ГИС отсутствуют, а отдельные выделенные пласты-коллекторы характеризуются практически граничными значениями пористости, и оценены как водонасыщенные. Данные скважин ТК-19 и ТК-36, пробуренных в 2020 г., не повлияли на представления о нефтегазоносности месторождения.

Две скважины ТК-32 и ТК-33 были пробурены в 2020 г. на 2 участке. По данным интерпретации материалов ГИС в разрезе скважин выделены продуктивные пласты-коллекторы. В скважинах проведено опробование, в скважине ТК-32 опробовался 1 объект, в скважине ТК-33 – 3 объекта.

Ниже приводятся сведения нефтегазоносности каждого продуктивного горизонта на разных участках.

### **1 участок**

**Горизонт Ю-IV-1-1 пласт А.** Прослежен в районе скважин ТК-1, ТК-5, ТК-6, ТК-11, ТК-12, ТК-13 и ТК-14. В районе скважины ТК-5 горизонт водонасыщен.

Продуктивность доказана опробованием скважин ТК-1, ТК-14 и получением нефти. В скважине ТК-1 из интервала 1345-1352 м получен приток нефти 34,7 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере. В скважине ТК-14 при совместном опробовании интервалов 1360,5-1363,5 м, 1364,9-1367,5 м, 1375,7-1377,6 м, 1382,2-1386,7 м получен приток нефти 0,11 м<sup>3</sup>/сут. В скважине ТК-6 из интервала 1375-1384 м получен слабый приток воды.

УВНК принят на отметке минус 1213,2 м по подошве газонасыщенного коллектора



в скважине ТК-14.

Площадь залежи равна 751 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи составляет 22,8 м. По типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой.

**Горизонт Ю-IV-1-1 пласт Б.** Прослежен в районе скважин ТК-1, ТК-6, ТК-11, ТК-12, ТК-13 и ТК-14. В районе скважины ТК-5 горизонт замещен.

Продуктивность залежи установлена опробованием скважины ТК-1, где получен фонтанный приток нефти 44 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере, и скважины ТК-14, где при совместном опробовании интервалов 1360,5-1363,5 м, 1364,9-1367,5 м, 1375,7-1377,6 м, 1382,2-1386,7 м получен приток нефти 0,11 м<sup>3</sup>/сут и воды 2,34 м<sup>3</sup>/сут. В скважине ТК-6 при опробовании интервалов перфорации 1391-1395 м и 1400-1413 м получен слабый приток воды.

ВНК принят на отметке минус 1230,4 м по подошвам нефтенасыщенных коллекторов в скважинах ТК-13 и ТК-14.

Площадь залежи равна 961 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи составляет 20,4 м. По типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой.

**Горизонт Ю-IV-1-2 пласт А.** Прослежен в районе скважин ТК-1, ТК-6, ТК-11, ТК-12, ТК-13 и ТК-14. В районе скважины ТК-5 горизонт замещен.

ВНК принят на отметке минус 1273,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-1.

Площадь залежи равна 450 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи равна 38,7 м. По типу природного резервуара залежь является пластово-сводовой, литологически экранированной.

**Горизонт Ю-IV-1-2 пласт Б.** В пределах пласта выявлены одна газовая и одна нефтяная залежи.

Газовая залежь вскрыта скважиной ТК-5, продуктивность которой установлена опробованием интервала перфорации 1609-1639 м (-1477,3-1507,3 м), где получен приток газа 1,95 м<sup>3</sup>/сут на 6 мм штуцере. ГВК принят на отметке минус 1506,5 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-5.

Нефтяная залежь выделяется в районе скважин ТК-1, ТК-6, ТК-11, ТК-12, ТК-13 и ТК-14. Продуктивность залежи установлена в скважине ТК-1 опробованием интервалов 1488-1496 м (-1331,3-1339,3 м) и 1502-1510 м (-1345,3-1353,3 м), где получен фонтанный приток нефти 47,9 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере, и в скважине ТК-12 испытанием интервалов перфорации 1462,5-1466 м (-1333,5 -1337 м), 1471,5-1473 м (-1342,5 -1344 м), 1478,5-1480,5 м (-1349,5 -1351,5 м), 1485-1486,5 м (-1356 -1357,5 м), где свабированием получен

приток нефти 0,93 м<sup>3</sup>/сут. ВНК принят на отметке минус 1364 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-13.

Площадь газоносности равна 1036 тыс. м<sup>2</sup>, нефтеносности – 1300 тыс. м<sup>2</sup>. Высота газовой залежи составляет 28,4 м, нефтяной залежи – 92,4 м. Нефтяная и газовая залежи по типу резервуара пластовые, сводовые.

**Горизонт Ю-IV-1-3.** В пределах горизонта выявлены две нефтяные залежи.

Нефтяная залежь района скважины ТК-5 по типу резервуара сводовая, пластовая. Продуктивность залежи установлена опробованием интервала перфорации 1740-1755 м (-1608,3-1623,3 м), где получен фонтанный приток нефти 0,9 м<sup>3</sup>/сут и пластовой воды 5,9 м<sup>3</sup>/сут на 10 мм штуцере.

ВНК принят на отметке минус 1618,9 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-5.

Площадь залежи равна 658 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи составляет 5,6 м.

Нефтяная залежь района скважин ТК-1, ТК-6, ТК-11, ТК-12, ТК-13, ТК-14 по типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой. Продуктивность залежи установлена опробованием скважин ТК-11 и ТК-13. В скважине ТК-11 при испытании интервалов 1586,5-1588,5 м (-1451,6-1453,6 м), 1598,5-1603 м (-1463,6-1468,1 м), 1638,5-1642,5 м (-1503,6-1507,6 м), 1650-1653 м (-1515,1-1518,1 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 5,37 м<sup>3</sup> при 10 мм штуцере, при испытании интервалов 1529,5-1534 м (-1394,6-1399,1 м), 1586,5-1588,5 м (-1451,6-1453,6 м), 1598,5-1603 м (-1463,6-1468,1 м), 1638,5-1642,5 м (-1503,6-1507,6 м), 1650-1653 м (-1515,1-1518,1 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 10 м<sup>3</sup> при 10 мм штуцере. В скважине ТК-13 при испытании интервалов перфорации 1515,5-1518,7 м (-1376,7 -1379,9 м), 1523,1-1525,4 м (-1384,3 -1386,6 м), 1530,5-1535,7 м (-1391,7 -1396,9 м), 1538,6-1540,4 м (-1399,8 -1401,6 м) свабированием был получен приток нефти дебитом 1,04 м<sup>3</sup> и пластовой воды 0,06 м<sup>3</sup>.

ВНК принят на отметке минус 1434,3 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-11.

Площадь залежи составила 634 тыс.м<sup>2</sup>. Высота залежи равна 82,1 м.

**Горизонт Ю-IV-1-4.** В пределах горизонта выявлены одна газонефтяная и одна нефтяная залежи.

Газонефтяная залежь района скважины ТК-5 по типу резервуара сводовая, пластовая. В скважине ТК-5 при испытании интервала перфорации 1869-1880 м (-1737,3-1748,3 м) был получен фонтанный приток газа дебитом 47,9 м<sup>3</sup> и нефти 7,7 м<sup>3</sup> при 8 мм штуцере, при испытании интервала 1828-1850 м (-1696,3 -1718,3 м) был получен



фонтанный приток газа дебитом 21,28 м<sup>3</sup> и воды 0,32 м<sup>3</sup> при 8 мм штуцере. ГНК принят на отметке минус 1715,4 м. ВНК принят на отметке минус 1762,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-5.

Высота залежи равна 63,3 м. Площадь залежи равна 1267 тыс. м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь района скважин ТК-1, ТК-6, ТК-11, ТК-12, ТК-13, ТК-14 по типу природного резервуара залежь является пластовой, сводовой. В скважине ТК-11 при испытании интервала 1650-1653 м (-1515,1 -1518,1 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 3,96 м<sup>3</sup> и воды 0,04 м<sup>3</sup> при 8 мм штуцере, при испытании интервалов перфорации 1586,5-1588,5 м (-1451,6-1453,6 м), 1598,5-1603 м (-1463,6-1468,1 м), 1638,5-1642,5 м (-1503,6-1507,6 м), 1650-1653 м (-1515,1-1518,1 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 5,37 м<sup>3</sup> при 10 мм штуцере, при испытании интервалов 1529,5-1534 м (-1394,6-1399,1 м), 1586,5-1588,5 м (-1451,6-1453,6 м), 1598,5-1603 м (-1463,6-1468,1 м), 1638,5-1642,5 м (-1503,6-1507,6 м), 1650-1653 м (-1515,1-1518,1 м) был получен фонтанный приток нефти дебитом 10 м<sup>3</sup> при 10 мм штуцере. ВНК принят на отметке минус 1517,9 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-11.

Высота залежи равна 66,6 м. Площадь залежи равна 529 тыс. м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-1-5.** В пределах горизонта выявлена одна газонефтяная залежь.

Газонефтяная залежь района скважины ТК-5 по типу резервуара сводовая, пластовая. При испытании интервала 1920-1945 м (-1788,3 -1813,3 м) в скважине ТК-5 сваби́рованием был получен приток газа дебитом 8,68 м<sup>3</sup> и нефти дебитом 9,11 м<sup>3</sup> при 8 мм штуцере. ГНК принят на отметке минус 1800,7 м. ВНК принят на отметке минус 1813,5 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-5.

Высота залежи равна 23,3 м. Площадь залежи равна 928 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-1-6.** В пределах горизонта выявлена одна газовая залежь.

Газовая залежь района скважины ТК-5 по типу резервуара сводовая, пластовая. При испытании интервала 2000-2010 м (-1868,3 -1878,3 м) в скважине ТК-5 сваби́рованием был получен непромышленный приток газа. ГВК принят на отметке минус 1876,5 м.

Высота залежи равна 7,3 м. Площадь залежи равна 627 тыс. м<sup>2</sup>.

## **2 участок**

**Горизонт Ю-IV-2-1.** В пределах горизонта выявлена одна нефтяная залежь и одна газонефтяная залежь.

Нефтяная залежь района скважины ТК-27 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. УВНК принят на отметке минус 2322,6 м.



Высота залежи равна 83,7 м. Площадь залежи равна 1213 тыс. м<sup>2</sup>.

Газонефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-21 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Выявленная залежь в скважине ТК-21 доказана опробованием интервала 2520-2531 м (-2421,7 -2432,7 м) и получением притоков 19,68 м<sup>3</sup> нефти, газа – 92,36 тыс. м<sup>3</sup> при 6 мм штуцере. При опробовании интервала 2562-2568 м (-2463,7 -2469,7 м) получены притоки 2,3 м<sup>3</sup> нефти, и 0,44 м<sup>3</sup> воды.

В 300 м к западу от установленной границы залежи в районе скважины ТК-21 скважина ТК-33 вскрыла пласт-коллектор на глубине 2447,5-2454,5 м (-2349,3-2356,3 м), который оценен по данным ГИС как газонасыщенный.

В интервале описываемого продуктивного горизонта в скважине ТК-32 пласты-коллекторы по данным интерпретации ГИС отсутствуют.

ГНК принят на отметке минус 2432,7 м. ВНК принят на отметке минус 2469,6 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-21.

Высота залежи порядка 120 м. Площадь залежи равна 1350 тыс. м<sup>2</sup>, из которых прирост составляет 321 тыс. м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-2.** В пределах горизонта были выявлены две нефтяные залежи. По результатам бурения и опробования скважины ТК-33 впервые установлена газоконденсатная залежь.

Нефтяная залежь района скважины ТК-27 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. УВНК принят на отметке минус 2390,4 м.

Высота залежи равна 28 м. Площадь залежи равна 910 тыс. м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-35 по типу резервуара пластовая и сводовая. ВНК принят на отметке минус 2517,5 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-35.

Высота залежи равна 9,2 м. Площадь залежи равна 461 тыс. м<sup>2</sup>.

Скважина ТК-33 вскрыла пласт-коллектор толщиной 7,2 м в интервале глубин 2528-2535,2 м (-2429,8-2437 м). Опробование проведено в интервале перфорации 2527-2536 м. За весь период опробования скважины всего получено 18,56 м<sup>3</sup> конденсата, 87,7 тыс.м<sup>3</sup> газа, и 18,90 м<sup>3</sup> задавочной технической жидкости.

ГВК для залежи условно предполагается на уровне -2437 м, по подошве выделенного по данным ГИС и опробованного пласта-коллектора. Высота залежи равна 7,2 м. Площадь залежи равна 105 тыс. м<sup>2</sup>.

В интервале описываемого продуктивного горизонта в скважине ТК-32 пласты-коллекторы по данным интерпретации ГИС отсутствуют.



**Горизонт Ю-IV-2-3.** В пределах горизонта были выявлены три нефтяные залежи. По полученным за анализируемый период данным предполагается, что залежь в районе скважины ТК-21 газоконденсатная. Также в районе скважины ТК-32 по данным ГИС предполагается наличие еще одной газоконденсатной залежи.

Продуктивность залежи в районе скважины ТК-21 установлена при испытании интервалов 2780-2791 м (-2681,7 -2692,7 м), 2862-2867 м (-2763,7 -2768,7 м), где был получен приток нефти с дебитом 1,98 м<sup>3</sup>. В примечании акта опробования отмечено, что скважина газировала. Из скважины была отобрана проба, для которой проведён комплекс исследований, применяемый к пробампластовой нефти. Как показали результаты анализа, флюид не является пластовой нефти, а является конденсатом.

В непосредственной близости от установленной границы залежи в районе скважины ТК-21 скважина ТК-33 вскрыла пласт-коллектор толщиной 2,9 м в интервале глубин 2776,1-2779 м (-2677,9-2680,8 м), который оценен по данным ГИС как газонасыщенный.

Опробование проведено в интервале перфорации 2776-2779 м, в результате которого за весь период исследования было получено 10,97 м<sup>3</sup> конденсата, 67,38 тыс.м<sup>3</sup> – газа, 46,19 м<sup>3</sup> задавочной технической жидкости. Принятое положение флюидального контакта остается без изменений – на абсолютной отметке -2764,3 м. Площадь газоносности равна 1440 тыс. м<sup>2</sup>, из которых прирост составляет 324 тыс. м<sup>2</sup>.

Высота залежи составляет 86,4 м. Залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная.

В скважине ТК-32 в интервалах 2853,9-2855 м (-2758,2-2759,3 м) и 2909,1-2911,5 м (-2813,4-2815,8 м) выделены по данным ГИС два пласта-коллектора общей эффективной толщиной 3,5 м, которые оценены как газоконденсат. УГВК предполагается на уровне -2815,8 м по подошве нижнего выделенного по данным ГИС пласта-коллектора в скважине ТК-32. Площадь газоносности равна 435 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи достигает 60 м.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-35 по типу резервуара пластовая и сводовая. УВНК принят на отметке минус 2764,3 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-35.

Высота залежи равна 44,1 м. Площадь залежи равна 650 тыс. м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-30 по типу резервуара пластовая и сводовая. УВНК принят на отметке минус 2291,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-30.

Высота залежи равна 63,4 м. Площадь залежи равна 1033 тыс. м<sup>2</sup>.



**Горизонт Ю-V-1.** В пределах горизонта выявлена одна нефтяная залежь. По результатам бурения и опробования скважины ТК-33 впервые установлена газоконденсатная залежь.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-27 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. УВНК принят на отметке минус 2811,3 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-27. Высота залежи равна 5,9 м. Площадь залежи равна 551 тыс. м<sup>2</sup>.

Скважина ТК-33 вскрыла пласт-коллектор толщиной 8 м в интервале глубин 2843,7-2851,7 м (-2745,5-2753,5 м). Опробование проведено в интервалах перфорации 2831-2834 м и 2843-2853 м. За весь период опробования скважины всего получено 35,68 м<sup>3</sup> конденсата, 247,35 тыс.м<sup>3</sup> газа, и 36,47 м<sup>3</sup> задавочной технической жидкости.

ГВК для залежи условно предполагается на уровне -2753,5 м, по подошве выделенного по данным ГИС и опробованного пласта-коллектора. Площадь газоносности достигает 100 тыс. м<sup>2</sup>. Высота залежи составляет 8 м

**Горизонт Ю-V-2.** В пределах горизонта выявлена одна нефтяная залежь.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-27 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. УВНК принят на отметке минус 3003 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-27.

Высота залежи равна 4,8 м. Площадь залежи равна 474 тыс. м<sup>2</sup>.

В разрезах скважин ТК-32 и ТК-33 в интервале описываемого продуктивного горизонта пласты-коллекторы по данным ГИС отсутствуют. Это подтверждается опробованием скважины ТК-32 в интервалах 3084-3094 м, 3097-3102 м, 3115-3120 м и 3123-3130 м, в результате проведения которого объект оценен как сухой.

**Горизонт Ю-VI-1.** В пределах горизонта выявлена одна нефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-30.

УВНК принят на отметке минус 2820,2 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-30.

По типу резервуара залежь пластовая и сводовая. Высота залежи равна 41,8 м. Площадь залежи равна 706 тыс. м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-VI-3.** В пределах горизонта выявлена одна нефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-30.

ВНК принят на отметке минус 3337 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине ТК-30.

По типу резервуара залежь пластовая и сводовая. Высота залежи равна 4,2 м.



Площадь залежи равна 173 тыс. м<sup>2</sup>.

### **3 участок**

**Горизонт Ю-IV-1-2.** В пределах горизонта выявлены две газоконденсатные залежи.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-7 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ГВК принят на отметке минус 2434,3 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-7.

Высота залежи равна 95,7 м. Площадь залежи равна 2893 тыс.м<sup>2</sup>.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-39 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2345-2351 м (-2235 -2241 м), где получен приток газа дебитом 15116 тыс.м<sup>3</sup>, конденсата – 4,36 м<sup>3</sup>. ГВК принят на отметке минус 2269,6 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-39. Высота залежи равна 64,4 м. Площадь залежи равна 1708 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-1.** В пределах горизонта выявлены две газоконденсатные залежи. Залежь, вскрытая скважиной ТК-7 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ГВК принят на отметке минус 2534,4 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-7. Высота залежи равна 63,4 м. Площадь залежи равна 832 тыс.м<sup>2</sup>.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-10 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2345-2351 м (-2231-2237 м), где получен приток газа дебитом 59 тыс.м<sup>3</sup>. УГВК принят на отметке минус 2580,2 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-10. Высота залежи равна 37,7 м. Площадь залежи равна 753 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-2.** В пределах горизонта выявлены три газоконденсатные залежи. Залежь вскрытая скважиной ТК-7 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2680-2692 м (-2579,7 -2591,7 м), где получен приток газа дебитом 68,48 тыс. м<sup>3</sup> и конденсата 27,1 м<sup>3</sup>, интервала 2718-2740 м (-2617,7 -2639,7 м), где получен приток газа дебитом 2,8 тыс. м<sup>3</sup> и конденсата 87,9 м<sup>3</sup>. УГВК принят на отметке минус 2637,3 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-7. Высота залежи равна 63,9 м. Площадь залежи равна 936 тыс.м<sup>2</sup>.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-10 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2833-2838 м (-2719-2724 м), где получен приток нефти дебитом 2,34 м<sup>3</sup>. УГВК принят на

отметке минус 2724,8 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-10. Высота залежи равна 35,2 м. Площадь залежи равна 875 тыс.м<sup>2</sup>.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-39 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2605-2612 м (-2495-2502 м), 2612-2617 м (-2502-2507 м), где получен приток газа дебитом 28597 тыс.м<sup>3</sup>, конденсата – 5,32 м<sup>3</sup> и воды – 1,98 м<sup>3</sup>. Также были испытаны интервалы: 2514-2518 м (-2404-2408 м), 2530-2537 м (-2420-2427 м), где получен приток газа дебитом 47560 м<sup>3</sup>, конденсата – 10,35 м<sup>3</sup>; 2543-2552 м (-2433-2442 м), где получен приток газа дебитом 46255 м<sup>3</sup>, конденсата – 11,12 м<sup>3</sup> и воды – 0,72 м<sup>3</sup>; 2573-2580 м (-2427-2470 м), где получен приток газа дебитом 52612 м<sup>3</sup>, конденсата – 9,54 м<sup>3</sup> и воды – 2,44 м<sup>3</sup>. ГВК принят на отметке минус 2531,7 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-39. Высота залежи равна 127,4 м. Площадь залежи равна 708 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-3.** В пределах горизонта выявлены две газовые залежи.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-7 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2788-2802 м (-2687,7 -2701,7 м), где получен приток газа дебитом 73,7 тыс.м<sup>3</sup>, нефти дебитом 31,1 м<sup>3</sup>. УГВК принят на отметке минус 2751,1 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-7. Высота залежи равна 62,6 м. Площадь залежи равна 1182 тыс.м<sup>2</sup>.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-10 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 2958-2979 м, где получен приток нефти дебитом 0,22 м<sup>3</sup>. УГВК принят на отметке минус 2852,3 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-10. Высота залежи равна 1,3 м. Площадь залежи равна 411 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-V-1.** В пределах горизонта выявлена одна газовая залежь.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-7 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. УГВК принят на отметке минус 3189,3 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-7. Высота залежи равна 124,6 м. Площадь залежи равна 1277 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-V-2.** В пределах горизонта выявлены две газовые залежи. Залежь, вскрытая скважиной ТК-7 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. УГВК принят на отметке минус 3352,3 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-7. Высота залежи равна 18,9 м. Площадь залежи равна 471 тыс.м<sup>2</sup>.



Залежь, вскрытая скважиной ТК-10 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. УГВК принят на отметке минус 3381,7 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-10. Высота залежи равна 164,9 м. Площадь залежи равна 1293 тыс.м<sup>2</sup>.

#### 4 участок

**Горизонт Ю-IV-1-2.** В пределах горизонта выявлена одна газонефтяная залежь. Залежь, вскрытая скважиной ТК-8 по типу резервуара пластовая, сводовая и литологически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 1371-1380 м (-1244,3 -1253,3 м), где получен приток газа дебитом 2,81 м<sup>3</sup>/сут, опробованием интервала 1420-1429 м (-1293,3 -1302,3 м), где получен приток газа дебитом 7,48 тыс.м<sup>3</sup>/сут, нефти дебитом 4,19 м<sup>3</sup>/сут и воды дебитом 2,6 м<sup>3</sup>/сут. ГНК принят на отметке минус 1250,7 м, по подошве газонасыщенного коллектора в скважине ТК-7. ВНК принят на отметке минус 1300 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-8.

Высота залежи равна 52,9 м. Площадь залежи равна 1435 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-1-3.** В пределах горизонта выявлена одна газонефтяная залежь. Залежь, вскрытая скважиной ТК-20 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность залежи доказана опробованием интервала 1592-1605 м (-1483,6 -1496,6 м), где получен приток газа дебитом 18,49 тыс.м<sup>3</sup>/сут, нефти дебитом 108,4 м<sup>3</sup>/сут, опробованием интервалов 1579-1583,5 м (-1470,6 -1475,1 м), 1585-1587 м (-1476,6 -1478,6), где получен приток нефти дебитом 0,71 м<sup>3</sup>, опробованием интервала 1566,5-1574 м (-1458,1 -1465,6 м), где получен фонтанный приток газа дебитом 1,98 тыс. м<sup>3</sup>. ГНК принят на отметке минус 1489,1 м по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 1501,1 м, выделенному в скважине ТК-20. По данным ГИС установлен прямой контакт.

Высота залежи равна 56,1 м. Площадь залежи равна 1204 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-1-4.** В пределах горизонта выявлена одна нефтяная залежь. Залежь, вскрытая скважинами ТК-4 и ТК-20 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Залежь опробована в двух скважинах (ТК-4, ТК-20). В результате опробования в скважине ТК-4 интервалов 1664-1676 м (-1547,8 -1559,8 м), 1671-1688 м (-1554,8 -1571,8 м), 1696-1705 м (-1579,8 -1588,8 м), 1725-1740 м (-1608,8 -1623,8 м) получен приток нефти дебитом 16,74 м<sup>3</sup>, в скважине ТК-20 при опробовании интервала 1688-1692 м (-1579,6 -1583,6 м) получен приток нефти дебитом 3,42 м<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке минус 1588,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора,

выделенному по данным ГИС в скважине ТК-4.

Высота залежи равна 38,3 м. Площадь залежи равна 933 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-1.** В пределах горизонта выявлены одна нефтяная и одна газонефтяная залежи. Залежь, вскрытая скважиной ТК-20 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Залежь опробована в скважине ТК-20, в результате в интервале 1743-1750 м (-1634,6 -1641,6 м) получен приток нефти дебитом 16,78 м<sup>3</sup>, воды дебитом 3,1 м<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке минус 1641,3 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-20.

Высота залежи равна 5,5 м. Площадь залежи равна 619 тыс.м<sup>2</sup>.

Газонефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-38 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ГНК принят на отметке минус 1390 м, по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 1405,7 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-38.

Высота залежи равна 19,9 м. Площадь залежи равна 329 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-3.** В пределах горизонта выявлены одна нефтяная залежь и одна газонефтяная залежь. Залежь, вскрытая скважиной ТК-4 по типу резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. Залежь опробована в интервале 2050-2069 м (-1933,8 -1952,8 м), где получен приток нефти дебитом 23,13 м<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке минус 1953 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-4.

Высота залежи равна 15,4 м. Площадь залежи равна 191 тыс.м<sup>2</sup>.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-24 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Залежь опробована в скважине ТК-24 в интервалах 1978-1982,5 м (-1811,7 -1816,2 м), 1986-1988,5 м (-1819,7 -1822,2 м), 2000-2002,2 м (-1833,7 -1835,9 м), где получен приток газа дебитом 6,64 тыс.м<sup>3</sup>/сут, нефти дебитом 3,8 м<sup>3</sup>/сут. ГНК принят на отметке минус 1816,9 м, по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 1822,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-24. Высота залежи равна 10,4 м. Площадь залежи равна 298 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-V-1.** В пределах горизонта выявлена одна газовая залежь. Залежь, вскрытая скважиной ТК-20 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Залежь опробована в интервале 2237-2241 м (-2128,6 -2132,6 м), где получен приток газа дебитом 8,03 тыс.м<sup>3</sup>/сут.

УГВК принят на отметке минус 2132,2 м, по подошве газонасыщенного

коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-20.

Высота залежи равна 56,9 м. Площадь залежи равна 1488 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-V-2.** В пределах горизонта выявлена одна газонефтяная залежь.

Залежь, вскрытая скважиной ТК-24 по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Залежь опробована в интервале 2338,5-2341 м (-2172,2 - 2174,7 м), где получен приток газа дебитом 37,45 тыс.м<sup>3</sup>/сут, нефти дебитом 2,61 м<sup>3</sup>/сут, в интервале 2352,5-2364 м (-2186,2 -2197,7 м), где получен приток нефти дебитом 44,71 м<sup>3</sup>/сут, воды дебитом 0,45 м<sup>3</sup>/сут. ГНК принят на отметке минус 2174,8 м, по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 2198,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-24.

Высота залежи равна 25,7 м. Площадь залежи равна 454 тыс.м<sup>2</sup>.

### **5 участок**

**Горизонт Ю-IV-1-1.** В пределах горизонта выявлены две нефтяные, две газонефтяные и одна газовая залежи.

Газовая залежь, вскрытая скважиной БК-3, по типу резервуара пластовая, литологически ограниченная и линзовидная. Продуктивность доказана испытанием в интервале 1512-1515,8 м (-1381,1 -1384,9 м), где получен приток газа дебитом 5,21 тыс.м<sup>3</sup>/сут. ГВК принят на отметке минус 1400,4 м, по подошве газонасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-3.

Высота залежи равна 19,1 м. Площадь залежи равна 397 тыс.м<sup>2</sup>.

Газонефтяная залежь, вскрытая скважиной ТК-41, по типу резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. ГНК принят на отметке минус 1255,3 м, по подошве газонасыщенного коллектора. УВНК принят на отметке минус 1311,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-41.

Высота залежи равна 86,8 м. Площадь залежи равна 171 тыс.м<sup>2</sup>.

Газонефтяная залежь, вскрытая скважиной БК-1, по типу резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. Продуктивность доказана испытанием в интервалах 1419-1424 м (-1248,1 -1253,1 м), 1425-1427 м (-1254,1 -1256,1 м), где получен приток воды с газом, и в интервалах 1444-1452 м (-1273,1 -1281,1 м), 1464-1470 м (-1293,1 -1299,1 м), где получен приток нефти дебитом 0,7 м<sup>3</sup>/сут. ГНК принят на отметке минус 1256,3 м, по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 1297,9 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине. БК-1.



Высота залежи равна 49 м. Площадь залежи равна 487 тыс.м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной БК-4, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ВНК-наклонный принят на отметке минус 1375,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-4, и по кровле водонасыщенного коллектора в скважине БК-6 минус 1372,5 м.

Высота залежи равна 29 м. Площадь залежи равна 916 тыс.м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной БК-8, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ВНК принят на отметке минус 1325,7 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-8.

Высота залежи равна 40,5 м. Площадь залежи равна 790 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-1.** В пределах горизонта выявлены одна газовая и три нефтяные залежи.

Газовая залежь, вскрытая скважиной БК-3, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность доказана испытанием в интервале 1669-1673 м (-1538,1 -1542,1 м), где получен приток газа дебитом 9,63 тыс.м<sup>3</sup>/сут. ГВК принят на отметке минус 1650,3 м, по подошве газонасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-3. Высота залежи равна 111,3 м. Площадь залежи равна 3012 тыс.м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной БК-4, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ВНК принят на отметке минус 1462,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-4. Высота залежи равна 41 м. Площадь залежи равна 503 тыс.м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважинами ТК-40 и ТК-41, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ВНК принят на отметке минус 1482,6 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-41. Высота залежи равна 134,5 м. Площадь залежи равна 428 тыс.м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной БК-1, по типу резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. Продуктивность доказана испытанием в интервалах 1544-1547 м (-1373,1 -1376,1 м), 1548-1556 м (-1377,1 -1385,1 м), 1561-1566 м (-1390,1 -1395,1 м), где получен приток нефти дебитом 27,35 м<sup>3</sup>/сут. ВНК принят на отметке минус 1462,7 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-1. Высота залежи равна 89 м. Площадь залежи равна 689 тыс.м<sup>2</sup>.



**Горизонт Ю-IV-2-2.** В пределах горизонта выявлены одна газовая и три нефтяные залежи.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной БК-3, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. ВНК принят на отметке минус 1707,3 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-3.

Высота залежи равна 34,7 м. Площадь залежи равна 973 тыс.м<sup>2</sup>.

Газовая залежь, вскрытая скважиной БК-4, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность доказана испытанием в интервале 1807-1816 м (-1635,7 -1644,7 м), где получен приток газа дебитом 51,25 тыс.м<sup>3</sup>/сут. ГВК принят на отметке минус 1644,3 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-4.

Высота залежи равна 42,2 м. Площадь залежи равна 865 тыс.м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважинами ТК-40 и ТК-41, по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Продуктивность доказана испытанием в двух скважинах. В скважине ТК-40 опробование проводилось в интервале 1640-1647 м (-1468,4 -1475,4 м), где получен приток нефти дебитом 13,74 м<sup>3</sup>/сут, воды 1,86 м<sup>3</sup>/сут. В скважине ТК-41 при опробовании интервала 1685-1688 м (-1514,0 -1517,0 м) получен приток нефти дебитом 12,03 м<sup>3</sup>/сут и воды – 1,78 м<sup>3</sup>/сут. ВНК принят на отметке минус 1524 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-41.

Высота залежи равна 54,6 м. Площадь залежи равна 419 тыс.м<sup>2</sup>.

Нефтяная залежь, вскрытая скважиной БК-1, по типу резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. Продуктивность доказана испытанием в скважине БК-1 в интервале 1653-1664 м (-1482,1 -1493,1 м), где получен приток нефти дебитом 78,7 м<sup>3</sup>/сут. ВНК принят на отметке минус 1493,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-1.

Высота залежи равна 11 м. Площадь залежи равна 196 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-IV-2-3.** В пределах горизонта выявлены две нефтяные залежи.

Продуктивность нефтяной залежи, вскрытой скважиной БК-4, доказана испытанием в интервалах 1880-1885 м (-1708,7 -1713,7 м) и 1894-1897 м (-1722,7 -1725,7 м), где получен приток нефти дебитом 64,71 м<sup>3</sup>/сут. и 4,83 м<sup>3</sup>, соответственно. ВНК принят на отметке минус 1726,4 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-4.

Залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная.



Высота залежи равна 17,4 м. Площадь залежи равна 395 тыс.м<sup>2</sup>.

В нефтяной залежи, вскрытой скважиной БК-8, ВНК принят на отметке минус 1698,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-8.

Залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 6,5 м. Площадь залежи равна 461 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-V-1.** В пределах горизонта выявлены две нефтяные залежи.

Продуктивность нефтяной залежи, вскрытой скважинами ТК-40 и ТК-41, доказана испытанием в этих скважинах. В скважине ТК-40 опробование проводилось в интервалах 1875-1882,5 м (-1703,4-1710,9 м), 1884-1885,5 м (-1712,4 -1713,9 м), где получен приток нефти дебитом 37,01 м<sup>3</sup>. В скважине ТК-41 опробование проводилось в интервалах 1868-1870 м (-1697,0 -1699,0 м), 1874-1877 м (-1703,0 -1706,0 м), 1880-1885 м (-1709,0 -1714,0 м) и получен приток нефти объемом 13,2 м<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке минус 1718,2 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-41.

Нефтяная залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 37,8 м. Площадь залежи равна 375 тыс.м<sup>2</sup>.

Продуктивность нефтяной залежи, вскрытой скважиной БК-8, доказана испытанием в скважине БК-8 в нескольких интервалах, в том числе в интервале 2005-2007 м (-1833,1 -1835,1), где получен приток нефти дебитом 54,8 м<sup>3</sup> и воды – 13,2 м<sup>3</sup>, в интервале 1993-2002 м (-1821,1 -1830,1 м), где получен приток нефти дебитом 21,26 м<sup>3</sup> и воды – 3,04 м<sup>3</sup>, в интервале 1978-1992 м (-1806,1 -1820,1 м), где получен приток нефти дебитом 56,94 м<sup>3</sup> и воды – 0,06 м<sup>3</sup>, в интервале 1970-1975,2 м (-1798,1 -1803,3 м), где получен приток нефти дебитом 0,93 м<sup>3</sup>, воды – 0,22 м<sup>3</sup>, в интервале 1947,5-1951 м (-1775,6 -1779,1 м), где получен приток нефти дебитом 26,5 м<sup>3</sup> и воды – 7,1 м<sup>3</sup>, в интервале 1933,5-1940,5 м (-1761,6 -1768,6 м), где получен приток нефти дебитом 0,76 м<sup>3</sup> и воды – 0,04 м<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке минус 1836,1 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-8.

Нефтяная залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 73,9 м. Площадь залежи равна 974 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-V-2** . В пределах горизонта выявлены одна газовая и одна нефтегазовая залежи.

Продуктивность нефтегазовой залежи доказана испытанием в скважине БК-3 в интервалах 2178-2185 м (-2047,1 -2054,1 м), 2187,2-2189,3 м (-2056,3 -2058,4 м), где получен приток газа дебитом 3,97 тыс.м<sup>3</sup>, нефти дебитом 8,08 м<sup>3</sup>. ГНК принят на отметке

минус 2053,9 м, по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 2058,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-3.

Нефтегазовая залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 10,9 м. Площадь залежи равна 262 тыс.м<sup>2</sup>.

Продуктивность газовой залежи доказана испытанием в скважине ТК-34 в интервале 2136,9-2140 м (-1963,7-1966,8 м) и в интервалах 2169-2176 м (-1995,8 -2002,8 м), 2179-2182 м (-2005,8-2008,8 м), где получен приток газа дебитом 9770 тыс.м<sup>3</sup> и 40924 тыс.м<sup>3</sup>, соответственно. УГВК принят на отметке минус 2008,7 м, по подошве газонасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-34.

Газовая залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 47,1 м. Площадь залежи равна 1583 тыс.м<sup>2</sup>.

**Горизонт Ю-VI-1.** В пределах горизонта выявлена одна газовая залежь.

Продуктивность доказана испытанием в скважине БК-4 в интервале 2258-2267 м (-2086,7 -2095,7 м), где получен приток газа дебитом 47,57 тыс.м<sup>3</sup>/сут. УГВК принят на отметке минус 2118,1 м, по подошве газонасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине БК-4.

Газовая залежь по типу резервуара пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная. Высота залежи равна 54,8 м. Площадь залежи равна 1025 тыс.м<sup>2</sup>.

#### **6 участок**

**Горизонт М-0-1.** В пределах горизонта выявлены две нефтяные залежи в районе скважины ТСК-1 и в районе скважины ТК-18.

Продуктивность нефтяной залежи в районе скважины ТСК-1 доказана испытанием в скважине ТСК-1 в интервалах 1179-1181 м (-1063,9 -1065,9 м) и 1186-1189 м (-1070,9 -1073,9 м), где получен приток нефти дебитом 63,36 м<sup>3</sup>. ВНК принят на отметке минус 1088,6 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТСК-1.

Нефтяная залежь по типу резервуара пластовая, сводовая тектонически экранированная. Высота залежи равна 24,8 м. Площадь залежи равна 2456 тыс.м<sup>2</sup>.

Продуктивность нефтяной залежи в районе скважины ТК-18 доказана испытанием в скважине ТК-18 в интервале 1232-1236 м (-1060,7 -1064,7 м), где получен приток нефти дебитом 1,18 м<sup>3</sup>, в интервале 1200-1202 м (-1028,7 -1030,7 м), 1211,5-1217,5 м (-1040,2 -1046,2 м), где получен приток нефти дебитом 0,27 м<sup>3</sup>, в интервале 1185,6-1188,6 м (-

1014,3-1017,3 м), где получен приток нефти дебитом  $0,15 \text{ м}^3$ . ВНК принят на отметке минус 1119,9 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному поданным ГИС в скважине ТК-18.

Нефтяная залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 55,9 м. Площадь залежи равна  $3482 \text{ тыс.м}^2$ .

**Горизонт М-0-2.** В пределах горизонта выявлена одна газонефтяная залежь.

Продуктивность доказана испытанием в скважине ТК-18 в интервале 1330-1337 м (-1158,7-1165,7 м), где получен приток газа объемом  $2,36 \text{ тыс.м}^3$ , нефти  $8,16 \text{ м}^3$  и воды  $6,49 \text{ м}^3$ . ГНК принят на отметке минус 1218,5 м, по подошве газонасыщенного коллектора. ВНК принят на отметке минус 1225,8 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-18.

Газонефтяная залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 9,8 м. Площадь залежи равна  $1422 \text{ тыс.м}^2$ .

**Горизонт Ю-IV-1-3.** В пределах горизонта выявлена одна нефтяная залежь.

Продуктивность доказана испытанием в скважине ТК-18 в интервале 2068-2105 м (-1896,7-1933,7 м), где получен приток нефти дебитом  $0,16 \text{ м}^3$  и воды –  $3,08 \text{ м}^3$ . ВНК принят на отметке минус 1992,0 м, по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-18.

Нефтяная залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 36,9 м. Площадь залежи равна  $960 \text{ тыс.м}^2$ .

**Горизонт Ю-IV-1-4.** В пределах горизонта выявлены одна нефтяная залежь в районе скважины ТК-18.

ВНК принят на отметке минус 2092,1 м по подошве нефтенасыщенного коллектора, выделенному по данным ГИС в скважине ТК-18.

Нефтяная залежь по типу резервуара пластовая, сводовая и тектонически экранированная. Высота залежи равна 43,8 м. Площадь залежи равна  $1031 \text{ тыс.м}^2$ .

#### **6.4 Запасы нефти, конденсата и газа**

Отчет по «Подсчету запасов нефти и газа месторождения Тузколь в Кызылординской области РК по состоянию изученности на 01.09.2019 г.» был выполнен в 2020 г. ТОО «КазНИГРИ» и утвержден ГКЗ РК (Протокол № 2190-20-У) от 24.06.2020 г.

Ниже приведены утвержденные ГКЗ РК начальные геологические и извлекаемые запасы углеводородов месторождения Тузколь по продуктивным горизонтам в следующих количествах и по категориям:

нефть



по категории  $C_1$  – 6142/1555 тыс.т;

по категории  $C_2$  – 7647/1527 тыс.т;

растворенный газ

по категории  $C_1$  – 1230/316 млн.м<sup>3</sup>;

по категории  $C_2$  – 1649/320 млн.м<sup>3</sup>;

газ газовых шапок

по категории  $C_1$  – 462/323 млн.м<sup>3</sup>;

по категории  $C_2$  – 61/43 млн.м<sup>3</sup>;

свободный газ

по категории  $C_1$  – 2559/1925 млн.м<sup>3</sup>;

по категории  $C_2$  – 4279/3211 млн м<sup>3</sup>;

конденсата

по категории  $C_1$  – 399/179 тыс.т;

по категории  $C_2$  – 660/296 тыс.т.

Соотношение геологических запасов нефти промышленной категории  $C_1$  к запасам с категорией  $C_2$  в целом по месторождению составляет 45%/55%, растворенного газа – 43%/57%, свободного газа – 37%/63% и конденсата – 38%/62%.

## 6.5 Оценка воздействия на недра

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

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

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и



газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровеньнезопроводность, 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.

Воздействие скважин 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;
- 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;

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

- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;

- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;

- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль над состоянием разработки 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.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду *по каждому из рассматриваемых вариантов* 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 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 *воздействие высокой значимости* (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, категория воздействия почти нарушает узаконенный предел средней значимости.

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

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

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

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды по контрактной



территории №1057 на 2021 год ТОО «ТМГ Оперейтинг», для охраны и рационального использования недр на месторождениях контрактной территории будет выполнено следующее:

- внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию.

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;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;
- 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;
- при строительстве скважин: площадка для буровой установки должна планироваться с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почвогрунтов, глубины залегания грунтовых вод, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважин производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных

проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

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

### **6.7 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 нефти, газа и конденсата, учета добываемой продукции;
3. обеспечение уточнения геологического строения месторождения геофизическими методами, исследованиями керна, нефти, газа, конденсата, воды;
4. проведение геодинамического мониторинга;
5. проведение сейсмологического мониторинга.

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

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 разработкой 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 размещение 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 над 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), все отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на четыре класса опасности:

- I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- II класс опасности – отходы высокоопасные;
- III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- IV класс опасности – отходы малоопасные.



- V класс опасности – отходы неопасные.

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

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

Передвижение грузов производится под строгим контролем. Для этого движение всех отходов регистрируется в специальном журнале, т.е. указывается: тип, количество, характеристика, маршрут, номер маркировки, категория, отправная точка, место назначения, номер декларации, дата, подпись.

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

Все образованные отходы производства и потребления будут вывозиться на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов.

Не подлежащие к утилизации на Участке производственные отходы передаются сторонним организациям, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов.

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

## 7.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления

Все виды и типы образующихся отходов на предприятии в первую очередь зависят от осуществляемых технологических процессов и выполняемых производственных операций. В процессе производственной деятельности происходит образование промышленных отходов производства и потребления. Административно-хозяйственная деятельность предприятия, жизнедеятельность персонала приводит к образованию твердо-бытовых и пищевых отходов.

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на своем балансе имеет «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов производства и потребления» котрый действует с 2016 года, в 2019 году была проведена модернизация. (Заключение ГЭЭ на рабочий проект № N061-0063/190 от 30.09.2019 г.).

Отходы производства и потребления по мере образования подлежат вывозу на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь с дальнейшей переработкой на термодеструкционной установках ТДУ Фактор 2000-ОС, Фактор ТДУ-200-ЖДТ и Инсинератор BRENER-1000, что позволяет понизить уровень опасности и исходные объемы образующихся отходов, часть отходов сгорает полностью. В результате сжигания на данных установках образуется отожженный грунт 4-го класса опасности. Этот продукт хранится на картах для отожженного бурового шлама и одним из путей его использования является заполнение наземных выработок при рекультивации карьеров и использование при строительстве внутрипромысловых дорог.

Согласно статье 335 ЭК РК «Операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды».

Программа управления отходами для объектов ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» разработана специалистами ИП «ЭКО-ОРДА».

Общий объем планируемого объема накопления (временного хранения) отходов на 2021 год – 26901,9904 т/год, на 2022-2023 годы- 28779,1564 т/год.

Лимиты образуемых отходов производства и потребления согласно Программы управления отходами на 2021-2023 годы в целом по предприятию представлены в таблице 7.1.1.



**Таблица 7.1.1 - Лимиты образуемых отходов производства и потребления ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2021-2023 годы**

№ п/п	Наименование отходов	Код отхода	Вид отхода	Количество отходов, т/год			Обращение с отходами
				На 2021 год	На 2022 год	На 2023 год	
1	Буровой шлам	010505*	опасный	9256,548	9399,174	9399,174	на сжигание на спец. оборудовании
2	Отработанный буровой раствор	010506*	опасный	9897,797	10147,716	10147,716	на сжигание на спец. оборудовании
3	Нефтешлам	050103*	опасный	220	220	220	на сжигание на спец. оборудовании
4	Замазученный грунт	170503*	опасный	358,464	358,464	358,464	на сжигание на спец. оборудовании
5	Шлам при проведении интенсификации и притока нефти	010505*	опасный	847,67	778,94	778,94	на сжигание на спец. оборудовании
6	Промасленная ветошь	150202*	опасный	0,762	0,762	0,762	на сжигание на спец. оборудовании
7	Отработанные масла	130208*	опасный	14,057	14,057	14,057	на сжигание на спец. оборудовании
8	Медицинские отходы (отходы процедурного кабинета)	180103*	опасный	0,06	0,06	0,06	передача сторонним организациям на утилизацию
9	Отработанные ртуть содержащие лампы	200121*	опасный	0,0174	0,0174	0,0174	передача сторонним организациям на утилизацию
10	Металлическая тара с остатками хим. реагентов	150110*	опасный	12	12	12	передача сторонним организациям на утилизацию
11	Полимерная тара с остатками хим. реагентов	150110*	опасный	4,5	4,5	4,5	передача сторонним организациям на утилизацию
12	Тара из-под лакокрасочных материалов	080111*	опасный	1	1	1	передача сторонним организациям на утилизацию

13	Твердые бытовые отходы	203001	неопасный	437,58	437,58	437,58	на сжигание на спец. оборудовании
14	Обезвреженные отходы	100199	неопасный	4445,532	5998,883	5998,883	используется при строительстве внутрипромысловых дорог
15	Лом черных металлов	120101	неопасный	570	570	570	передача сторонним организациям на утилизацию
16	Лом цветных металлов	120103	неопасный	570	570	570	передача сторонним организациям на утилизацию
17	Пластиковые отходы	200139	неопасный	2	2	2	на сжигание на спец. оборудовании
18	Огарки сварочных электродов	120113*//2.7 //C6+C22	неопасный	0,003	0,003	0,003	передача сторонним организациям на утилизацию
19	Строительные отходы	170904	неопасный	244	244	244	передача сторонним организациям на утилизацию
20	Отработанная бытовая и оргтехника	200136	неопасный	20	20	20	передача сторонним организациям на утилизацию
<b>ИТОГО:</b>				<b>26901,9904</b>	<b>28779,1564</b>	<b>28779,1564</b>	

Основными видами образующихся отходов **на период реализации проектных решений** на месторождении Тузколь предполагаются:

- 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)** - образуется в результате ремонта и замены деталей различного оборудования на нефтепромысле. Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит – **1,5 тонна**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет

корректироваться предприятием по фактическому образованию). Норма образования лома от ремонта основного и вспомогательного оборудования принимается по факту сдачи. Передается на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе. Срок временного хранения на «Участке.... на месторождении Западный Тузколь» 180 дней.

**Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)** - образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, оборудования и т.д. Сбор осуществляется на производственных участках, в цехах и подразделениях в металлические контейнеры с крышкой. Вывоз отхода осуществляется по мере накопления. Срок временного хранения на «Участке.... на месторождении Западный Тузколь» 30 дней. Далее утилизируется на установке Инсинератор BRENER-1000.

Норма образования промасленной ветоши:  $N = M_0 + M + W$ , т/год,

где  $M_0$  – поступающее количество ветоши, 0,1 т/год;

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

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

$M = 0,12 * 0,1 = 0,012$

$W = 0,15 * 0,1 = 0,015$

Количество образования промасленной ветоши:

$N = 0,1 + 0,012 + 0,015 = 0,127$  т/год.

**Смешанные коммунальные отходы (ТБО)** образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала. Представлены офисными и пищевыми отходами и сметом с территории предприятия. ТБО складировается в металлических раздвижных контейнерах с крышкой. Вывоз отхода осуществляется по мере его образования на Участок на месторождении Западный Тузколь. Срок временного хранения отхода на Участке в холодное время года (при температуре  $-0^{\circ}\text{C}$  и ниже) – 3 суток, в теплое время (при плюсовой температуре) сутки.

Количество образования ТБО определяется по формуле:

$$M = p * m * 10^{-3};$$

где:  $p$  – норма накопления отходов на одного человека в год, - 360 кг/год;

$m$  – ориентировочная численность персонала – 6 человек ;

$10^{-3}$  – переводной коэффициент кг в тонны.

$M = 6 * 360 * 10^{-3} = 2,16$  т/год.

Предполагаемые лимиты накопления отходов производства и потребления в



период разработки месторождения Тузколь, вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения, представлены в таблице 7.1.2.

**Таблица 7.1.2 – Предполагаемые лимиты накопления отходов производства и потребления при разработке месторождения Тузколь**

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
<b>Всего:</b>	<b>0</b>	<b>3,787</b>
<b>в том числе отходов производства</b>	<b>0</b>	<b>1,627</b>
<b>отходов потребления</b>	<b>0</b>	<b>2,16</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0	0,127
<b>Неопасные отходы</b>		
Черные металлы (металлолом)	0	1,5
Смешанные коммунальные отходы (ТБО и пищевые отходы)	0	2,16
<b>Зеркальные</b>		
-	-	-

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Временное хранение отходов не является размещением отходов, ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» имеет Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь, оснащенный современным оборудованием для обезвреживания и утилизации отходов.

*Основными отходами при строительстве проектных скважин будут являться:* отходы бурения (буровой шлам, отработанный буровой раствор), огарки сварочных электродов, отработанные масла, тара из-под химреагентов, металлолом, промасленная ветошь, ТБО и др.

Ориентировочное количество образующихся отходов при строительстве 1 проектной скважины составит 410,7735 тонны, из них отходы бурения – 360,111 тонны, отходы производства – 48,1625 тонн и ТБО – 2,5 тонн. Данные представлены согласно «Оценки воздействия на окружающую среду» (ОВОС) на строительство разведочно-эксплуатационных скважин, с проектной глубиной 1300 м ( $\pm 250$ м) в пределах Арыскупского прогиба на контрактной территории № 1057» (Заключение Департамент Экологии по Кызылординской области комитета экологического регулирования и

контроля министерства энергетики Республики Казахстан № KZ17VCY00093092 от 16.03.2017г.).

Более точные объемы образования отходов бурения *будут определены отдельно в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин, после утверждения данного проекта разработки.*

Предприятием будет осуществляться жесткий контроль над организацией сбора, удаления и временного хранения отходов на площадке. Ответственный специалист по организации сбора и удаления отходов обеспечивает соответствующее разделение, временное хранение, погрузку отходов, которые должны быть вывезены с производственных площадок на Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь,

Данная система управлением отходами производства и потребления позволяет минимизировать воздействие отходов на компоненты окружающей среды, посредством системного подхода к их обращению.

В целом, процесс управления отходами регламентируется соответствующими нормативно-правовыми документами РК, определяющими условия природопользования.

## **7.2 Оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду**

Все образующиеся отходы на месторождении, при неправильном обращении, могут оказывать негативное влияние на окружающую среду.

Влияние отходов производства и потребления на природную окружающую среду при хранении будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм Республики Казахстан и направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду.

Потенциальная возможность негативного воздействия отходов может проявляться в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора и хранения отходов производства и потребления, или при несоблюдении технологического регламента и техники безопасности.

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенный покров, животный и растительный мир.

Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий.



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.

На месторождении при реализации проектных решений необходимо наладить систему, включающую контроль за всеми этапами технологического цикла:

- за объемом образования;
- за сбором или накоплением;
- за идентификацией;
- за сортировкой (с обезвреживанием);
- за паспортизацией;
- за упаковкой (и маркировкой);
- за складированием;
- за транспортированием на карты хранения полигона;
- за транспортированием на специализированные предприятия;
- за хранением.

Таким образом, разработанная система управления отходами должна минимизировать возможное воздействие на окружающую среду, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения.

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды по каждому из рассматриваемых вариантов может быть оценено 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 – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью

восстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **НИЗКАЯ** (2-8) – изменения в среде минимальны, воздействие находится в пределах допустимых стандартов.

### **7.3 Программа управления отходами**

Управление отходами - это деятельность по планированию, реализации, мониторингу и анализу мероприятий по обращению с отходами производства и потребления. В основе системы управления отходами лежат законодательные требования РК и международные стандарты в области управления отходами.

С целью повышения эффективности процедур обращения с отходами на основании статьи 355 Экологического кодекса РК на месторождении разработана «Программа управления отходами для ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» (представлена в Приложении 5 данного документа).

В Программе предусмотрена организация рациональной и экологически безопасной системы сбора/накопления промышленных отходов, предусматривающей раздельный сбор, регулярный вывоз и обезвреживание, а также выполнении мероприятия по передаче отходов сторонним организациям, осуществляющим переработку, утилизацию, безопасное их удаление. Конечной целью при обращении с отходами, образующимися на предприятии, в результате внедрения программы управления отходами производства и потребления на предприятии должна стать – улучшение качества состояния окружающей среды

Система управления отходами в ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» заключается в следующем:

- раздельный сбор с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов;
- накопление и вывоз на Участок временного хранения отходов;
- хранение в маркированных контейнерах для каждого вида отходов;
- транспортировка на Участок регистрацией движения всех отходов;
- переработка отходов на ТДУ Фактор 2000-ОС и ТДУ Фактор-2000-ОС
- переработка отходов на установке Инсинератор «Brener-1000»;
- передача отходов, не подлежащих переработке на ТДУ Фактор-2000-ОС, ТДУ Фактор-2000-ЖДТ и Инсинератор «Brener-1000» специализированным организациям по

договору на тендерной основе.

Программа предназначена для снижения негативного влияния отходов, образующихся в ходе деятельности предприятия на природную среду районов расположения производственных объектов предприятия.

Ожидаемые результаты от реализации Программы:

- снижение негативного влияния отходов на окружающую среду.
- внедрение системы контроля и объективного учета отходов.

Предприятием предусмотрено обращение с отходами производства и потребления в соответствии с требованиями Санитарных правил «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, а также экологических требований, закрепленных в законодательных и нормативных актах, действующих в Республике Казахстан.

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

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды по контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» при обращении с отходами производства и потребления на месторождениях контрактной территории выполняются следующие мероприятия:

- сбор и транспортировка всех видов отходов на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь»;
- обезвреживание отходов на установке ТДУ-2000 на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь»;
- передача специализированным организациям на утилизацию металлолома, отработанных ртутных ламп и тары из-под химреагентов;
- повторное использование обезвреженных отходов на строительство дорого и отработанной части карьера.

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

- организация максимально возможного вторичного использования



образующихся отходов по прямому назначению и других целей;

- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- предотвращение смешивания различных видов отходов;
- постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- запрещение несанкционированного складирования отходов.

Основные методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами и достигаемый результат представлены в таблице 7.4.1.

**Таблица 7.4.1 - Методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами**

Метод	Основные положения	Достижимый результат
Предварительное планирование	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Идентификация видов, источников, ориентировочных объемов образования отходов.</li> <li>- Идентификация требований законодательных актов в части обращения с отходами.</li> <li>- Разработка проекта по нормированию образования отходов.</li> <li>- Разработка мероприятий по предупреждению техногенного воздействия отходов на окружающую среду.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Соблюдение требований природоохранного законодательства.</li> <li>- Повышение экономической эффективности производства, контроль объемов образования</li> <li>- Снижение уровня воздействия на окружающую среду.</li> </ul>
Надлежащая организация хозяйственного и технического обслуживания	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Профилактическое техобслуживание оборудования и поддержание оборудования в должном порядке и чистоте</li> <li>- Использование поддонов для сбора стоков или утечек из оборудования.</li> <li>- Удаление всех видов отходов с производственных участков после завершения работ.</li> <li>- Проведение ремонта оборудования на непроницаемых поверхностях и покрытиях.</li> <li>- Хранение хим.реагентов и материалов в помещениях, защищенных от воздействия природных явлений, имеющих вторичную изоляцию в виде водонепроницаемых берм и бордюров. Емкости должны иметь маркировку для облегчения идентификации без вскрытия.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Снижение вероятности утечек, разлива топлива, масла, хим.реагентов и т.д.</li> <li>- Снижение объемов образования загрязненного грунта, а также объемов материалов, непригодных для последующего использования и относимых к отходам (отработанные масла и т.д.)</li> <li>- Снижение расходов на управление отходами и очистку загрязненного грунта и сточных вод</li> </ul>
Рациональное водопользование	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Повторное использование отработанного бурового раствора.</li> <li>- Использование замкнутой системы циркуляции бурового раствора.</li> <li>- Использование попутных вод при опресровке трубопроводов, емкостей и оборудования.</li> <li>- Сбор и очистка всех видов сточных вод и их повторное использование.</li> <li>- Использование малообъемных насадок высокого давления на шлангах промывки оборудования.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Снижение объемов водопотребления.</li> <li>- Снижение объемов образования жидких отходов.</li> </ul>

<p>Управление материально-техническими запасами</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Приобретение всех материалов в необходимое время и в нужном количестве. Особенно важно при работе с хим.реагентами и материалами непродолжительного срока годности.</li> <li>- Закупка по возможности неопасных материалов подлежащих вторичной переработке и утилизации.</li> <li>- Использование штрихового кода для отслеживания использования материалов в целом по предприятию, их внутреннего обмена между подразделениями предприятия.</li> <li>- Исключение приобретения хим.реагентов без фабричной упаковки.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Снижение объемов образования отходов.</li> <li>- Снижение расходов на управление отходами.</li> <li>- Сокращение эксплуатационных расходов</li> <li>- Предупреждение россыпи, разливов хим.реагентов при транспортировке и хранении.</li> </ul>
<p>Замещение продукции</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Использование в технологических процессах нетоксичных или малотоксичных реагентов и материалов вместо веществ с высоким классом токсичности.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Снижение токсичности отходов</li> </ul>

## 8 ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Опасными и вредными производственными факторами производственной среды при проведении работ на производственных объектах, воздействие которых необходимо будет свести к минимуму, являются такие физические факторы, как:

- шум;
- вибрация;
- электромагнитные излучения;

### 8.1 Шум

Производственные работы 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 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 г. 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
Административнохозяйственные 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 названных 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.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин.

Допустимые уровни вибрации согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и



сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г. представлены в таблице 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

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.

Оборудование также будет монтироваться на бетонные фундаменты, что приводит к минимизации вибрационного воздействия. Таким образом, уровни вибрации не будут превышать допустимые нормы.

### **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 к наружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП

750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения.

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №169 от 28.02.2015 г. приведены в таблице 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)

Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на месторождении Тузколь это: линии электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

#### **8.4 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:

- применение средств и методов коллективной защиты;
- применение средств индивидуальной защиты.

Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

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

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

***Вибрационная безопасность*** труда на буровой площадке 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 на оператора, 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  $\leq 30\%$ .

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды **по каждому из рассматриваемых вариантов** 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 – многолетнее (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) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения на месторождении 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 месторождения Тузколь не ожидается.

## 8.5 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.

При добыче нефти на нефтедобывающих предприятиях в окружающую среду поступают природные радионуклиды. Радионуклиды осаждаются на территории организации и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь до уровней, при которых возможно загрязнение окружающей среды.

Первичными источниками радиоактивного загрязнения являются пластовые воды, поступающие в процессе их эксплуатации на поверхность. Пластовые воды сами по себе не представляют радиационной опасности из-за низких содержаний радионуклидов и исключения их из использования для бытовых нужд. Резкое изменение их физико-химического состояния при поступлении на поверхность создает предпосылки для перехода радионуклидов из растворенного состояния в твердую фазу. При этом загрязняются технологическое оборудование и грунт. Многократный контакт пластовых вод с технологическим оборудованием и грунтом приводит к накоплению осажденных радионуклидов на поверхности оборудования и грунтов и, соответственно, - возрастанию их удельной активности. Удельная активность загрязненных технологического оборудования и грунтов на несколько порядков превышает удельную активность пластовых вод. Поэтому вторичные источники представляют основную радиационную

опасность.

Возможность превышения уровня вмешательства по радиационной опасности технологического оборудования и грунтов обуславливает необходимость систематического наблюдения за изменением их радиационных характеристик.

Для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки в пределах производственных месторождений в рамках «Программы производственного экологического контроля ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на контрактной территории №1057 и 4671» проводится радиационный мониторинг.

Периодичность наблюдений: 2 раза в год.

Все инструментальные измерения проводились специалистами ТОО «НИИ Батысэкопроект».

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения определялась на территории ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на границе СЗЗ.

В соответствии с СП «Санитарно – эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» № 261 от 27.03.2015 года мощность эффективной дозы гаммы – излучения на рабочем месте не должна превышать - 2,5 микроЗиверт в час (далее – мкЗв/ч).

Согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля на месторождениях контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за 2 квартал 2021 года результаты представлены в таблице 8.5.1.

**Таблица 8.5.1 – Результаты радиационного обследования во 2 квартале 2021 года**

Наименование источников воздействия	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
СЗЗ к.т.№1057 Т.н.1	0,3	0,12-0,14
СЗЗ к.т.№1057 Т.н.2	0,3	0,12-0,13
СЗЗ к.т.№1057 Т.н.3	0,3	0,12-0,14
СЗЗ к.т.№1057 Т.н.4	0,3	0,13-0,15

В результате обследования было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения составляет от 0,12 – 0,15 мкЗв/час, что не превышает допустимые значения.

Таким образом, анализ проведенных исследований по радиационному мониторингу на контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» во 2 квартале 2021 года позволяет сделать вывод, что в целом территория месторождения не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на период разработки



месторождения Тузколь 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 и в дальнейшем будет проводиться радиационно-дозиметрическое обследование скважин, технологического оборудования и производственной территории.

Таким образом, проанализировав ситуацию на месторождении Тузколь воздействие на радиационную обстановку окружающей среды *по каждому из рассматриваемых вариантов* может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) - площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup>, воздействие на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (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 8 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *низкая* (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточна низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды по контрактной территории №1057 на 2021 год ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» будут выполняться следующие мероприятия по радиационной, биологической и химической безопасности:

- проведение радиоэкологических обследований территории промысла (радиологический мониторинг – 4 раза в год);
- контроль радиационной безопасности дозиметром-радиометром ДРБП-03.

## 9 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

### 9.1 Характеристика почвенного покрова

По устройству поверхности исследуемая территория относится к Северо-Туранской провинции Туркестанской пустынной равнины. Рельеф представлен слабоволнистой аккумулятивной равниной, окаймляемой зачастую чинками. Грунтовые воды залегают глубже 15 м и на процесс почвообразования влияния не оказывают. Исключение составляют соровые котловины, где глубина залегания грунтовых вод, в зависимости от периода года, составляет 1-5 м.

Растительность пустынь изрежена и продуцирует небольшое количество органического вещества, под действием высоких температур быстро минерализуемого, что приводит к формированию низкогумусированных почв. Малое количество осадков, высокие летние и низкие зимние температуры, малая продуктивность растительности, карбонатность и засоленность почвообразующих пород определяют основные свойства сформированных почв:

- небольшую мощность гумусовых горизонтов и низкое содержание гумуса;
- щелочную реакцию почвенной среды;
- карбонатность почвенного профиля;
- засоление водорастворимыми солями и солонцеватость;
- эрозионную опасность.

Зональным типом почв на характеризуемой территории контрактной территории ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» являются серо-бурые пустынные почвы. Однородные массивы зональных почв из-за специфических условий почвообразования практически не встречаются. На большей части равнины формируются комплексы, состоящие из солонцов, солончаков и серо-бурых пустынных суглинистых почв. Наиболее низкие участки равнины и замкнутые депрессии заняты такыровидными почвами и солончаками соровыми. Почвы района обследования по своему качеству не пригодны для земледелия и используются в качестве низкопродуктивных пастбищных угодий.

**Серо-бурые пустынные суглинистые** почвы получили широкое распространение на описываемой территории. Почвообразующими породами выступают элювиально-делювиальные покровные суглинки, перекрывающие небольшим чехлом (0.5-1.0 м) коренные породы различного генезиса, возраста и состава.

Они характеризуются пылевато-суглинистым механическим составом (песка 20-50 %, физической глины 20-40 %), в различной степени слабо защебнены, часто загипсованы,

малокарбонатные ( $\text{CO}_2$  0,2-5,0%).

Серо-бурые почвы формируются на рыхлых покровных отложениях легко- и среднесуглинистого и супесчаного механического состава, подстилаемых песчано-галечниковыми отложениями глубже 60-120 см. Они часто образуют комплексы с солонцами пустынными.

В составе растительности широко распространены боялычево-полынные, полынно-кейреуковые и черносаксаулово-полынные сообщества.

**Серо-бурые пустынные солонцеватые суглинистые** почвы получили незначительное распространение на сопредельной территории и приурочены к слабовыраженным плоским повышениям слабоволнистой равнины. Они сформированы под полынно-кейреуковой с участием биюргуна растительностью на тяжелых по механическому составу породах в автоморфных условиях. Встречаются в комплексе с солонцами бурыми. Преобладают белоземельнополынно-кейреуковые формации.

Мощность гумусовых горизонтов невелика, 25-35 см. Содержание гумуса очень низкое, составляет в верхнем гумусовом горизонте А 0.8-1.0 %, вниз по профилю обычно постепенно падает. Иногда в солонцовом горизонте В содержание гумуса несколько возрастает. Соответственно мало и азота общего 0.021-0.074 %. Обеспеченность почв валовым фосфором средняя. Реакция почвенного раствора - щелочная и сильнощелочная (рН = 8-9). Почвы карбонатные с поверхности и по всему профилю. Емкость поглощения в суглинистых разновидностях колеблется в пределах 10-15 мг-экв/100 г почвы, достигая максимальных величин в солонцовых горизонтах. Среди поглощенных оснований преобладает кальций, на долю поглощенного натрия в солонцеватом горизонте В приходится 3-10 % от суммы поглощенных оснований, что обуславливает солонцеватость почв. Содержание водорастворимых солей обычно незначительно, однако имеют место и почвы с повышенным количеством солей на глубине 40-80 см.

Гранулометрический состав почвенного профиля довольно однородный и представлен различными суглинками, с преобладанием средне- и тяжелосуглинистых разновидностей. В солонцовом горизонте отмечается некоторое утяжеление механического состава. Поверхностные слои характеризуются хорошей водопроницаемостью и не высокой влагоемкостью. В солонцовом горизонте водопроницаемость значительно снижается, а влагоемкость возрастает. В сухом состоянии солонцеватые слои отличаются плотностью, во влажном – вязкостью.

Устойчивость к антропогенному воздействию у солонцеватых суглинистых почв, особенно в сухом состоянии, удовлетворительная.



**Серо-бурые пустынные такыровидные суглинистые почвы** имеют ограниченное распространение. Они сформированы по повышенным участкам в солончаковых впадинах на пластовых равнинах. В растительном покрове широко распространены боялычево-полынные сообщества. Поверхность этих почв слабо отакырена. В профиле ясно выражена такыровидная корка палево-светло-серого цвета, разбитая заплывающими трещинами на полигональные отдельности. Под коркой выделяется такого же цвета слоеватый подкорковый горизонт А. Горизонт В окрашен в светлые буроватые тона, имеет комковатую структуру. Мощность гумусовых горизонтов А+В достигает 30-40 см.

Серо-бурые такыровидные почвы характеризуются очень низким содержанием гумуса (0.9 %) и азота (0.04-0.06 %), высоким содержанием карбонатов, наличием на глубине 0.5-1.0 м водорастворимых солей. Поглощающий комплекс почв насыщен катионами кальция и отчасти магния. Сумма обменных оснований не высокая 6-10 мг-экв на 100 г почвы. Реакция среды щелочная и сильнощелочная. По механическому составу почвы представлены средне- и легкосуглинистыми разновидностями.

Наличие на поверхности такыровидных почв прочной корки способствует повышению устойчивости почв к антропогенным механическим воздействиям, но после ее разрушения устойчивость почв резко снижается.

**Солонцы пустынные солончаковые** имеют повсеместное распространение на описываемой территории и образуют своеобразные комплексы с зональными автоморфными почвами и солончаками. Нередко в составе комплексов они выходят на ведущую роль. Солонцы сформированы на засоленных породах в различных микропонижениях пластовых равнин или шлейфах чинков в условиях глубокого залегания грунтовых вод, не оказывающих влияния на почвообразовательный процесс. Преобладающими сообществами являются биюргуновые, биюргуново-тасбиюргуновые, кокпековые.

По морфологическому строению и физико-химическим свойствам солонцы бурой и серо-бурой подзон существенно не отличаются и поэтому объединяются в один тип солонцов пустынных бурых. Профиль солонцов имеет четкую дифференциацию на генетические горизонты. Верхний надсолонцовый горизонт небольшой мощности окрашен в светлые палево-серые тона, уплотнен слабо, часто представлен в виде пористой корки. Иллювиальный солонцовый горизонт резко отличается от верхнего и имеет темно-бурую, часто с красноватым оттенком окраску, очень сильное уплотнение, ореховатую, столбчатую или глыбистую структуру. Он содержит большое количество обменного

натрия, обогащен минеральными и органическими коллоидами и поэтому отличается более тяжелым механическим составом, чем верхний надсолонцовый горизонт. Глубже залегает иллювиальный карбонатный горизонт с яркими выделениями карбонатных новообразований. Он сменяется менее плотным бесструктурным горизонтом со скоплениями гипса и легкорастворимых солей.

По содержанию гумуса и подвижных элементов питания солонцы пустынные беднее зональных автоморфных почв, среди которых они формируются. Количество перегноя в надсолонцовом горизонте обычно ниже, чем в солонцовом. Солонцы пустынной зоны карбонатны с поверхности. При этом для них характерно формирование ярко выраженного иллювиального карбонатного горизонта, приуроченного к солонцовому или следующему за ним переходному горизонту. Поглощающий комплекс солонцов характеризуется высокой насыщенностью щелочноземельными катионами. В иллювиальном горизонте велика доля поглощенного натрия, составляющая более 20 % от емкости обмена. Показателем солонцеватости являются также сильно щелочная реакция почвенного раствора (рН до 9,6) и высокая общая щелочность, достигающая в солонцовом горизонте до 0,1 %.

Поглощенный натрий оказывает диспергирующее влияние на почвенные коллоиды, разрушает почвенные микроагрегаты, обуславливает крайне не благоприятные агрофизические свойства почвы. Солонцы имеют очень плохую водопроницаемость, плохо просыхают после дождей. Влагоемкость высокая, во влажном состоянии набухают, становятся вязкими и липкими. В сухом состоянии солонцы отличаются значительной плотностью и твердостью, профиль их становится крупно-комковато-глыбистым, трещиноватым.

По содержанию водорастворимых солей почти все пустынные солонцы солончаковые. Тип засоления поверхностных горизонтов содовый, на глубине значительное участие принадлежит хлоридам. Среди катионов в составе солей доминирует натрий. Сумма солей меняется в пределах 0,177-2,544 %, достигая максимальных значений в почвообразующей породе.

По гранулометрическому составу, особенно илистых частиц, вертикальный профиль солонцов дифференцирован на два горизонта: элювиальный и иллювиальный. Первый обеднен тонкодисперсными частицами, а во втором, наоборот, наблюдается их накопление. Среди солонцов пустынных преобладают суглинистые разновидности.

Особенности морфогенетических и физико-химических свойств солонцов (наличие плотной корки, плотного солонцового горизонта) делают эти почвенные образования

достаточно устойчивыми к антропогенным механическим воздействиям, особенно в сухое время года.

**Такыры суглинистые** получили ограниченное распространение, они выделены по ясно выраженным депрессиям (западинам) равнины, сложенных третично-меловыми отложениями. Поверхность такыров ровная, лишена растительности, плотная и покрыта полигональными трещинами. Для сельскохозяйственного производства являются неудобьями.

В морфологическом профиле такыров выделяется плотная пористая корка палево-серого цвета мощностью 3-12 см, под которой расположен слоеватый, иногда плитчато-глыбистый горизонт грязно-буровой окраски, часто с наличием водорастворимых солей. Преобладающий тип засоления хлоридно-содово-натриевый. Количество солей в значительной степени определяется механическим составом: чем тяжелее почва, тем больше солей она содержит. Этот горизонт переходит в слоистую почвообразующую породу со следами окислительно-восстановительных процессов (ржавые и глеевые пятна).

Содержание гумуса и валового азота в горизонтах А и В невелико, 0,24-0,32 и 0,021-0,028 % соответственно. Обеспеченность калием и фосфором низкая. Реакция почвенного раствора щелочная и сильнощелочная. Сумма поглощенных оснований находится в пределах 10-15 мг-экв на 100 г почвы, на долю натрия приходится до 20 %.

Поверхностные горизонты, как правило, сложены суглинками. В почвенном профиле преобладают грунты тяжелого гранулометрического состава - глины и тяжелые суглинки. Изредка в профиле отмечаются прослой супесей и легких суглинков. Такыры характеризуются значительной влагоемкостью и крайне низкой фильтрационной способностью. Устойчивость к антропогенным механическим нагрузкам высокая, особенно в сухое время года. При сильном увлажнении проведение работ очень сильно затруднено или невозможно. Условия формирования и свойства такыров обуславливают их высокую способность к процессам аккумуляции различных химических веществ.

**Солончаки обыкновенные** встречаются в различного рода понижениях на равнинах и плато. В составе растительности господствуют сочные солянки: сарсазан, сведа, поташник. Они формируются на засоленных породах под влиянием сильноминерализованных грунтовых вод, залегающих на глубине 2,0-3,0 м. Профиль солончаков слабо дифференцирован на генетические горизонты, имеет небольшую мощность, влажный, со следами оглеения в нижней части. На поверхности выделяется цементированная солями корочка мощностью 1-2 см, под которой залегает рыхлый, заполненный кристаллами солей, слабо гумусированный горизонт, постепенно

переходящий в почвообразующую породу.

Отличительной особенностью солончаков обыкновенных является высокое содержание (более 1%) и равномерное распределение легкорастворимых солей по вертикальному профилю. Химизм засоления хлоридно-сульфатный. Эти почвы очень бедны гумусом (около 0,6 %) и азотом (около 0,05 %), характеризуются высоким содержанием карбонатов, хотя видимых скоплений их не обнаруживается. Реакция водных суспензий во всех горизонтах - щелочная. Механический состав солончаков определяется характером почвообразующих пород и представлен различными суглинками. Солончаки обыкновенные, содержащие уже с поверхности большое количество легкорастворимых солей и имеющие высокое увлажнение профиля, являются слабоустойчивыми к антропогенным механическим нагрузкам, особенно к воздействию тяжелой автомобильной техники.

**Солончаки соровые** довольно широко распространены на характеризуемой территории и занимают соровые котловины и днища пересыхающих соленых озер на равнинах и плато. Накопление солей в сорах происходит за счет их привноса с поверхностными тальми и дождевыми водами, а также подпитывания рассолами, залегающими на глубине 0,5-2,0 м. После выпаривания этих вод в понижениях остается значительное количество солей, покрывающих поверхность толстой солевой коркой. Соленакпление усиливается за счет испарения с поверхности сильно минерализованных грунтовых вод. Отличительным признаком соровых солончаков является наличие на поверхности мощной, прочной солевой корки, под которой залегают бесструктурная, мокрая, вязкая масса грунта, насыщенная солями и гипсом, со следами оглеения, в виде сизоватых и зеленоватых пятен прослоек и примазок. Соровые солончаки слабо затронуты процессами почвообразования, в них под солевой коркой залегают бесструктурная мокрая, вязкая масса, насыщенная солями. Хотя эти почвы и содержат некоторое количество гумуса, но накопление его связано скорее не с процессами почвообразования, а с приносом органического вещества вместе с твердым стоком в сору с окружающих поверхностей. Высокие показатели рН водной суспензии свидетельствуют о щелочной и сильно щелочной реакции почвенных растворов этих почв. В соровых солончаках обращает на себя внимание очень высокое засоление всего почвенного профиля. В поверхностных горизонтах сумма водорастворимых солей может достигать до 7,5 %, с глубиной их количество хотя и снижается, но остается очень высоким.

Состав солей находится в тесной связи с характером засоления почв на окружающих территориях и минерализацией грунтовых и поверхностных вод. Соровые

солончаки сложены неоднородными по механическому составу слоистыми отложениями, но, как правило, в профиле преобладают тяжелосуглинистые и глинистые слои. Сортовые солончаки представляют собой неудобные земли. Они очень слабо устойчивые к механическим воздействиям в силу повышенной влажности профиля, близкого к поверхности залегания грунтовых вод и высокой концентрации легкорастворимых солей.

### ***9.1.1 Современное состояние почвенного покрова***

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на рассматриваемой территории используются данные производственного мониторинга на объектах контрактной территории ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг».

Мониторинг воздействия за состоянием почв и растительности выделяется в общей системе производственного экологического мониторинга окружающей среды на уровне подсистемы и включает в себя, в соответствии с порядком ведения мониторинга:

- ведение периодического мониторинга, обеспечиваемого организацией станций для постоянного, с установленной периодичностью, слежения за изменением состояния почв и растительности;
- ведение оперативного мониторинга аварийных, других нештатных ситуаций, вызывающих негативные изменения почвенно-растительного покрова, а также на рекультивированных участках – по мере выявления таких участков.

Проведение оперативного мониторинга диктуется необходимостью постоянного визуального контроля за состоянием нарушенности и загрязненности почвенно-растительного покрова с целью выявления аварийных участков разливов нефти и нефтепродуктов, механических нарушений в местах проведения строительных работ и на участках рекультивации почв. Выявление таких мест обеспечивается специалистами по охране окружающей среды месторождения на основании анализа планов проведения работ, журналов регистрации отказов на месторождении, путем визуальных обследований.

На выявленных участках, где обнаружены загрязнение и механические нарушения, необходимо проведение мероприятий по их очистке и рекультивации. После ликвидации нарушений в границах зоны их влияния разрабатывается схема последующего мониторинга, выбираются репрезентативные площадки для проведения наблюдений за состоянием загрязнения и нарушенности почв. Такие площадки переходят в разряд постоянно действующей сети мониторинга в качестве дополнительных точек наблюдений. В дальнейшем наблюдения на них проводятся по схеме производственного мониторинга на станциях, в которые могут быть включены дополнительные параметры, определяемые



спецификой нарушений и загрязнения. Данные наблюдения проводятся на протяжении всего цикла реабилитации территории.

При проведении мониторинга необходимо учитывать специфические особенности почв как объекта мониторинга:

- почва – малоподвижная природная среда, миграция загрязняющих веществ в ней происходит относительно медленно и для выявления тенденции изменения характера и уровня загрязнения требуется длительный период наблюдений;
- являясь основным накопителем техногенных токсичных ингредиентов, почва одновременно служит стартовым звеном в их перемещении в сопредельные среды - воздух и воду, а также по пищевым цепочкам;
- попадающие в почвенную среду техногенные химические вещества взаимодействуют с ней, вызывая глубокую трансформацию как морфологических, так и химических свойств исходных почв.

Для характеристики современного состояния загрязнения почвенного покрова на месторождении Тузколь были использованы данные Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Опрейтинг».

Мониторинговые исследования выполнены специалистами ТОО «Цитрин».

Система мониторинга почв на месторождении дифференцирована в зависимости от состава работ, проводимых на месторождении и включать в себя сеть станций, набор контролируемых показателей, периодичность наблюдений и форму выдачи полученной информации.

Станции расположены на границе санитарно-защитной зоны контрактной территории №1057. Наблюдения за содержанием нефтепродуктов, меди, цинка, свинца и кадмия проводятся 1 раз в квартал, определение физико-химических свойств - 2 раз в год (2,3 квартал).

Концентрации загрязняющих веществ на участках наблюдения представлены в таблице 9.1.1.1.

**Таблица 9.1.1.1 – Значения концентраций ЗВ в почвах в 3 квартале 2020 года**

Наименование ЗВ	СЗЗ			
	Станция 1	Станция 2	Станция 3	Станция 4
Нефтепродукты	0,002	0,0053	0,0065	0,0032
Медь	0,1	0,12	0,12	0,10
Цинк	0,03	0,01	0,018	0,015
Свинец	0,00011	0,0004	0,0003	Не обнаружено
Кадмий	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено	Не обнаружено

Анализ результатов замера уровня загрязнения почв месторождений контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», проведенных в 3 квартале 2020 года, показал, что превышений нормативов предельно-допустимых концентраций не наблюдалось.

## 9.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров

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

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

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации.

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

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 вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает

соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попадая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается очень медленно, путем биологического разложения нефти.

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

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и 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.

Таким образом, влияние проектируемых работ на почвенные ресурсы *по каждому из рассматриваемых вариантов* можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км<sup>2</sup> для площадных объектов или на удалении до 1000 м 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, приводит к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости оценивается как *воздействие средней значимости (9-27)* – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, но почва сохраняет способность к самовосстановлению.

### **9.3 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров**

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды по контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» для охраны земельных ресурсов на месторождениях контрактной территории выполняется:

- рекультивация земель площадью 21 га.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при разработке месторождения 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;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- в случаях аварийных ситуаций - проведение механической зачистки почвенных горизонтов, загрязненных нефтью;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

### **9.4 Рекультивация земель**

В соответствии со ст.140 Земельного Кодекса РК № 442-ІІ от 20.06.2003 г. «собственники земельных участков и землепользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на:

1) защиту земель от истощения и опустынивания, водной и ветровой эрозии, селей, подтопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения, уплотнения, загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами, от других процессов разрушения;

2) защиту от заражения сельскохозяйственных земель карантинными вредителями и болезнями растений, от зарастания сорняками, кустарником и мелколесьем, от иных видов ухудшения состояния земель;

3) рекультивацию нарушенных земель, восстановление их плодородия и других полезных свойств земли и своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;



4) снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель».

С целью снижения негативного воздействия, после окончания буровых работ должны быть проведены рекультивационные мероприятия согласно типовому проекту. 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 в два этапа: технический и биологический. Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и



включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. Однако в связи с тем, что почвы месторождения относятся к малопродуктивным пастбищам, к биологическому этапу будут относиться только полив и посев районированной растительности. Биологическая рекультивация будет произведена после окончания разработки месторождения.

#### **9.5 Предложения по организации экологического мониторинга почвенного покрова**

Мониторинг состояния почв заключается в контроле показателей состояния почвогрунтов на участках, подвергшихся техногенному нарушению на предмет определения их загрязнения нефтью и нефтепродуктами, солями, тяжелыми металлами и т.д.

В настоящее время производственный мониторинг почвенного покрова проводится в соответствии с Программой производственного экологического контроля ТОО «ТМГ Оперейтинг» на станциях на границе санитарно-защитной зоны месторождения Западный Тузколь. Также проводится мониторинг почвенных проб с карьера.

Для характеристики возможного химического загрязнения почв осуществляется контроль следующих ингредиентов:

- ✓ нефтепродукты;
- ✓ тяжелые металлы (Zn, Cd, Pb, Cu).

Периодичность наблюдений за загрязнением почв - 1 раз в квартал.

В дальнейшем, при вводе новых производственных объектов, для изучения их влияния на состояние почвенного покрова рекомендуем ввести пункты мониторинга, в рамках проведения мониторинга почв на месторождении Тузколь.

При выявлении в результате наблюдений роста уровня загрязнения почв или обнаружения пятен загрязнения при визуальных осмотрах, а также при нештатных ситуациях на объектах, проводится детальное обследование почв, уточнение границ распространения загрязненных земель и изменение уровня их загрязнения. Для расчищенных от загрязнения (рекультивированных) участков составляется схема последующего мониторинга, и мониторинг загрязнения почв ведется в полном объеме. Данный вид мониторинга позволит судить о произошедшем загрязнении почв, современном состоянии почв, правильности выполнения рекультивационных работ и скорости восстановления почв.

На основе мониторинговых наблюдений проводится анализ происходящих изменений экологического состояния почв и дается оценка эффективности проводимых природоохранных мероприятий и рекомендации по их совершенствованию.



## 10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

### 10.1 Характеристика растительного мира региона

Территория относится к подзоне средних северотуранских пустынь на серо-бурых почвах, на границе с северными пустынями на бурых длительно промерзающих почвах.

Растительный покров довольно разнообразен. Основные площади занимают растительные сообщества преобладанием кустарников и полукустарничков, при небольшом участии злаков. Пространственная дифференциация экосистем в пустынях в значительной мере зависит от характера почвенно-грунтового субстрата, при этом особое значение имеет механический состав и степень засоленности. Почвенно-растительный покров представлен комплексами полынных и многолетнесолянковых (чернобоялычевых, биюргуновых, тасбиюргуновых, кокпековых) пустынь в сочетании с кустарниковой растительностью (караганы, курчавки, тамариски) по временным водотокам.

На каменистом плато и останцовых возвышенностях преобладают комплексы туранскополынно-чернобоялычевых (*Salsola arbusculaeformis*+*Artemisia turanica*), биюргуновых (*Anabasis salsa*) и тасбиюргуновых (*Nanophyton erinaceum*) сообществ гипсоносных хрящевато-щебнистых почв – особый тип пустынь, характерных только для Казахстана.

Участки супесчаных и легко суглинистых почв по шлейфам плато заняты комплексами биюргуновых, белоземельнополынных (*Artemisia terrae-albae*), кокпековых (*Atriplex cana*), белоземельнополынно-чернобоялычевых, итсегеково (*Anabasis aphylla*)-биюргуновых фитоценозов, при участии видов ферулы (*Ferula ferulaeoides*, *Fsoongarica*, *Fcanescens*). На легкосуглинистых почвах останцов характерно большое обилие кейреука (*Salsola orientalis*), фитоценозы которого не образуют больших массивов.

На склонах котловины представлены заросли черного саксаула (*Haloxylonaphyllum*) с полынью белоземельной и кейреуком. На закрепленных мелкобугристых песках Арыскуп представлена сложная совокупность серий сообществ:

- полынно-псаммофитнокустарниково-смешанносуксауловых с участием черного и белого саксаула (*Haloxylon persicum*), терескена (*Ceratoides papposa*), жузгуна (*Calligonumaphyllum*), песчаной акации (*Ammodendron bifolium*), Астрагала короткорогого (*Astragalusbracypus*) полыней (*Artemisia terrae-albae*, *A arenaria*, *A songarica*) и осоки илака (*Carexphysodes*);

- эфедровых (*Ephedra disticha*);

- эфедрово-белоземельнополынно-терескеновых.

В наиболее пониженной части котловины большие площади заняты галофитной растительностью солончаков обионово-поташниково-кокпекового экологического ряда, который включает в себя сообщества:

- сарсазановые (*Halocnemum strobilaceum*);
- однолетнесолянково-сарсазановые (*Halocnemum strobilaceum*, *Climacoptera*; *crassa*, *C. brachiata*, *Ofaiston monandrum*, *Suaeda acuminata*);
- торгайотовые (виды *Climacoptera*);
- обионовые (*Halimione verrucifera*);
- камфоросмовые (*Camphorosma monspeliaca*);
- поташниковые (*Kalidium caspicum*, *K. foliatum*);
- ажрековые (*Aeluropus litoralis*);
- полынные;
- кокпековые со сведой вздуто-плодной (*Suaeda physophora*).

Луговая растительность приурочена к выходам грунтовых вод и оврагам, и представлена лугами ажрека (*Aeluropus litoralis*), зарослями тростника (*Phragmites australis*) и чиевниками (*Achnatherum splendens*), при участии видов галофитного разнотравья, таких как кириловия (*Kirilovia caspia*), парнолистник (*Zygophyllum fabago*), кермек ушастый (*Limonium otolepis*), астра солончаковая (*Trifolium vulgare*) и др.

#### **10.1.1 Редкие и исчезающие виды растений**

Среди объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение, возможно присутствие таких растений как:

*Жузгун печальный* – *Calligonum triste* Litw. Редкий, эндемичный вид, кустарник которого достигает около 70 см высоты со светлой желтовато-серой корой. Встречается в Приаралье. Места обитания: псаммофильное растение песчаных пустынь.

*Квелеция удивительная* – *Queletia mirabilis* Fr. Редкий вид. Гриб с плодовым телом до 25 см высотой с хорошо развитой ножкой и отделяющейся своеобразной шляпкой. Растет как на глинистой, так и на песчаной почве.

*Курчавка вальковатолстная* – *Atraphaxis teretifolia* (M.Pop) Kom. Редкий, эндемичный, реликтовый вид. Приземистый, до 20 см высоты, кустарничек с укороченными извилистыми веточками. Растет в Бетпакдале.

*Солянка широколистная* – *Salsola euryphylla* Botsch. Редкий, эндемичный вид. Приземистый полукустарничек около 20 см высоты. Галоксерофит. Известны местонахождения в Северном Приаралье, Приаральские Каракумы. Численность везде

незначительная. Места обитания: мокрые солончаки и родники, в местах выхода на поверхность меловых отложений.

*Тюльпан Борщова – Tulipa borszczovii Regel.* Редкий вид. Многолетник около 30 см высоты с крупной луковицей (до 4 см). Цветы желтые, оранжевые или оранжево-красные, очень декоративные. Встречается в Приаральских песчаных массивах. Места обитания: в зональных полынно-бигургуновых и полынных сообществах на бурых почвах.

### **10.1.2 Современное состояние растительности**

Согласно «Программе производственного экологического контроля ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на контрактной территории №1057 на 2021 г.» мониторинг растительного покрова проводится 1 раз в год (в 3 квартале).

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно.

Растительность, благодаря физиономическим свойствам и высокой динамичности является надежным индикатором природных и антропогенно-стимулированных процессов по сравнению с другими компонентами экосистем. В связи с этим мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это дает возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов. При этом на площадках наблюдения детально описываются основные компоненты ландшафта (рельеф, почвы, растительность и их состояние).

Точки наблюдения за состоянием растительного покрова совпадают со станциями наблюдения почвенного покрова.

Анализ результатов замера уровня загрязнения растительности месторождений согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля на месторождениях контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за III-квартал 2020 года, показал, что превышений нормативов предельно-допустимых концентраций не наблюдалось.

Концентрации загрязняющих веществ в пробах растений на участках наблюдения в 3 квартале 2020 года представлены в таблице 10.1.1.

**Таблица 10.1.1 – Значения концентраций ЗВ в образцах растительности в 3 квартале 2020 года**

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация мг/кг	Норма МДУ мг/кг	Наличие превышения МДУ, кратность	Предложения по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки
На границе СЗЗ	Цинк	1,94	50,0	Превышения МДУ нет	Не требуется
	Медь	0,98	30,0		
	Свинец	0,29	5,0		
	Кадмий	0,10	0,3		
	Нефтепродукты	<0,2	-		

Согласно результатам проведенных исследований в рамках производственного экологического контроля на территории месторождений МДУ не зафиксировано.

## 10.2 Характеристика воздействия на растительные сообщества

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке месторождения Тузколь будут являться:

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.

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 эксплуатации скважин и бурении скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

Влияние проектируемых работ на растительность *по каждому из рассматриваемых вариантов* 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) – 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 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но растительность сохраняет способность к самовосстановлению

### **10.3 Рекомендации по сохранению и улучшению состояния растительности**

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды по контрактной территории №1057 ТОО «ТМГ Оперейтинг» выполняются следующие мероприятия по охране флоры:

- озеленение территорий административно-территориальных единиц (посадка дополнительно 30 штук зеленых насаждений).

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 биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- производить посев многолетних и однолетних видов растений на рекультивированных землях, используя ассортимент видов местной флоры с учётом эколого-биоморфологических особенностей;
- проведение экологического мониторинга за состоянием растительности на территории месторождения.

#### **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 летне-осенний период.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечают:

- 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

Описываемый район относится к Арало-Сырдарьинскому пустынному району Туранской (пустынной) провинции (Ирано-Туранская надпровинция, Сахаро-Гобийская подобласть) в зоогеографической классификации.

Освоение месторождений углеводородного сырья в регионе в условиях пустынной зоны оказывает влияние на состояние фауны. Особенно актуальна проблема сохранения редких и находящихся под угрозой исчезновения животных. Животный мир рассматриваемой территории характеризуется обедненным видовым составом и сравнительно низкой численностью. Ведущую роль среди животного населения играют членистоногие, пресмыкающиеся, рептилии, млекопитающие и птицы.

#### Беспозвоночные животные

На территории обитает около 120 видов паукообразных, из них 107 видов пауков (Павленко, 1995). Из редких видов - *Leptodrassus vina*, *Latrodectus tredecimguttata*, *Eresus niger*, *Argiope lobata*. Отмечено два вида сольпуг: *Galeodes caspius* (Pall.) и *Desia rossica* Vir. Отмечено 3 вида скорпионов.

Два вида насекомых занесены в Красную Книгу РК: кузнечик темнокрылый *Ceraeocercus fuscipennis* Uv. живет в саксаульниках, во влажные годы обычен на древнеаральской террасе; бабочка белянка пламенная (микрозергис пламенный) *Microzegrissyrothoe*, редка, но отмечается весной - в начале лета. Из числа редких видов необходимо отметить бабочку медведицу красноточечную *Utetheisa pulhella* L. (Arctiidae) и ктыря гигантского *Satanas gigas* Ev. (Diptera), который встречается в белоземельнопопынниках и полузакрепленных песках.

#### Земноводные и пресмыкающиеся

В пустынях региона обитает много пресмыкающихся. Самой богатой из них является песчаная пустыня, затем глинистая, каменисто-щебнистая и наиболее бедной - солончаковая. В зависимости от приуроченности к местам обитания пресмыкающиеся пустынной зоны делятся на виды, придерживающиеся строго определенных условий обитания (стенобионты) и виды, способные существовать в пустынях разного типа, порой резко отличающихся по условиям среды.

В фауне региона к первой группе относятся 9 видов обитателей песков: сцинковый и гребнепалый гекконы, ушастая и песчаная круглоголовки, круглоголовка – вертихвостка, глазчатая, линейчатая, полосатая и сетчатая ящурки, песчаный удавчик.



Некоторые из них (сцинковый геккон, линейчатая ящурка, и песчаный удавчик) иногда встречаются и на плотном грунте. Преимущественно придерживаются три вида плотных субстратов – такырная круглоголовка, серый геккон, разноцветная ящурка. Многие виды характерны для всех или почти всех типов пустынь (среднеазиатская черепаха, агама, пестрая и сетчатая круглоголовки, пустынный гологлаз, стрела-змея, песчаный и восточный удавчики и др.).

Наиболее многочисленными видами по встречаемости в пустынях разного типа из пресмыкающихся являются степная агама, разноцветная ящурка и такырная круглоголовка при средней плотности населения до 3 особей на км маршрута.

Змеи (водяной уж, узорчатый полоз) наиболее многочисленны у водоемов (разливы у артезианских скважин), где плотность их населения достигает 5-6 особей на км маршрута, другие виды встречаются реже: до 2 особей на км.

Всего в регионе обитает 23 вида земноводных и пресмыкающихся.

В целом пресмыкающиеся являются модельными видами в описываемых биогеоценозах и характеризуется высокой степенью зависимости от окружающей среды. Некоторые виды могут служить индикаторами состояния среды и использоваться для мониторинга при освоении месторождений нефти и газа.

#### Млекопитающие.

Териофауна региона менее разнообразна, чем фауна птиц и насчитывает всего 43 вида, или 24,2 % от фауны млекопитающих Казахстана.

В качественном отношении наиболее широко представлена группа грызунов - 17 видов, среди которых 8 видов являются переносчиками опасных инфекций (тушканчик-прыгун, тарбаганчик, емуранчик, мохноногий тушканчик, серый хомячок, краснохвостая, полуденная и большая песчанки).

Вторая по количеству видов группа млекопитающих – хищные. В данном районе встречается 7 видов хищников, из них 5 видов используются как объекты охотничьего промысла (волк, корсак, лисица, ласка и степной хорек).

Численность сусликов, тушканчиков и мышевидных грызунов в последние годы довольно низкая. На очень низком уровне находится численность домовая мышь и общественной полевки, которые наряду с песчанками являются фоновыми видами в этом регионе.

Как объект промысла для местного населения региона большое значение имел сайгак. Общая численность бетпакадалинской популяции сайги за последнее десятилетие сократилась до уровня 10 тыс. голов. В исследуемом районе сайгаки в заметном

количестве встречались в период сезонных миграций в апреле и в октябре-ноябре.

Наземные позвоночные животные чутко реагируют на антропогенные изменения среды обитания. Как следствие этого меняется видовой состав, численность и территориальное распределение животных в отдельных местах обитания.

Большинству представителей пустынной фауны, в том числе насекомым, присуща специфическая окраска – желтые, светло-бурые и серые тона. Такая окраска делает многие виды насекомых малозаметными. Большая часть представителей пустынной фауны летом ведет ночной образ жизни.

Наиболее специализированными из пустынных животных являются обитатели песков, или псаммофилы. В связи с необходимостью укрытия от врагов, у ряда насекомых развиты приспособления для рытья в песке (щетки из удлинённых упругих волос, шипики и щетинки на ногах), служащие для отгребания и отбрасывания песка. Некоторые насекомые способны быстро закапываться в рыхлый песок.

В периоды развития эфемерной растительности в пустынях особенно много встречается насекомых. Среди них преобладают двукрылые, перепончатокрылые, прямокрылые, паукообразные (фаланги, скорпионы, тарантулы, каракурты) и др.

#### Птицы.

На исследуемой территории отмечено 217 видов птиц. (44,5% от общего состава фауны РК). В красную книгу РК занесено 23 вида редких и исчезающих птиц.

По характеру пребывания распределения фауны следующее:

Гнездящихся видов относительно небольшое число – 42 (19,4% от общего состава), гнездование еще 27 видов, отмеченных в летний период, возможно. Зимующие в регионе птицы представлены 19 видами. Основная масса птиц в этом районе встречается лишь на пролете (136 видов, или 62,7%).

В глинистой полынно - бояльчевой пустыне с участками такыров и глинистых обнажений наиболее многочисленны серый и малый жаворонки. Обычны: каменка-плясунья, пустынная каменка, двупятнистый и рогатый жаворонки, желчная овсянка, чернобрюхий и белобрюхий рябки, саджа, черный стриж и полевой конек. Редко встречаются авдотка, филин, дрофа-красотка, толстоклювый зуек. В местах, где в пустыне имеются заросли саксаула, тамариска и караганы, гнездятся обыкновенная горлица, могильник, курганник, балобан, буланный козодой, серый и туркестанский сорокопуть, южная бормотушка, славка-завирушка, пустынная славка, тугайный соловей, желчная овсянка, буланный выюрок, пустынный ворон, индийский и испанский воробы.

Гораздо разнообразнее население птиц на разливах у артезианских скважин и на

прилегающих к ним участках пустыни. В таких местах гнездятся журавль-красавка, пеганка, огарь, кряква, серая утка, зуйки (малый, морской, каспийский). А также обычные чибис, белохвостая пигалица, ходулочник, шилоклювка, луговая тиркушка, черная крачка, хохлатый жаворонок, черноголовая трясогузка, зеленая шурка.

### **11.1.1 Редкие и исчезающие виды фауны**

На территории объектов ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» встречаются редкие и исчезающие виды, занесенные в Красную Книгу Республики Казахстан. В районе встречается 10 видов *насекомых*, занесенных в Красную Книгу, такие как стрекоза – дозорщик император, богомол – боливария короткопалая, перепончатокрылые, степная сколия, двукрылая, дыбка степная, темнокрылый кузнечик, бабочки (красноточечная медведица, махаон, зорька загрис, плаченный микрозагрис).

К редким, занесенным в Красную Книгу *пресмыкающимся* относятся: четырехполосый полоз, гюрза.

В районе месторождения и сопредельных участках пустынь встречаются, по крайней мере, 24 вида редких и находящихся под угрозой исчезновения *птиц*. По характеру пребывания их можно разделить на две группы – гнездящиеся и встречающиеся только на пролете, кочевке и зимовке. К гнездящимся относятся такие виды как: джек, чернобрюхий рябок, змеяд, степной ореол, могильник, беркут, стервятник, балобан. На пролете и кочевках возможно встречи 16 видов, таких как: розовый и кудрявый пеликан, желтая, малая цапля, тонкоклювый зук, белохвостая пигалица, ордан – белохвост. В наземных ценозах возможны встречи 4-х видов пролетных птиц, а именно: дрофа, стрепет, стрех, журавль-красавка.

А также в районе обитают *млекопитающие*, так же занесенные в Красную Книгу Казахстана. Это: длинноиглый еж, перевязка, каракал, джейран и устюртский муфлон.

### **11.1.2 Современное состояние животного мира**

Для получения информации о состоянии животного мира в рамках Программы производственного экологического контроля ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на контрактной территории №1057 на 2020 г. предназначен мониторинг животного мира.

Наблюдения по модельным видам животных проводятся на станциях, которые пространственно совпадают с точками наблюдения почвенного покрова и растительности.

Периодичность наблюдений 1 раз в год (3 квартал).

Изменения состояния среды обитания животного мира, происходящие под воздействием природных и техногенных факторов, в значительной степени зависят от

характера техногенных нагрузок на места обитания животных на разных этапах развития инфраструктуры месторождения.

Согласно «Отчету по результатам производственного экологического контроля на месторождениях контрактной территории №1057 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» за III квартал 2020 года» в основном видовое разнообразие орнитофауны обусловлено обилием пролётных пернатых.

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.

Особое своеобразие и ценность имеют биоценозы пустынь, здесь большое разнообразие пресмыкающихся и беспозвоночных.

С максимальной численностью пресмыкающиеся встречаются в массивах закреплённых песков.

Принимая во внимание, что представители фауны распространены, как правило, на значительной территории, очень осторожны и ведут скрытный образ жизни, говорить об их абсолютном учете вряд ли возможно.

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.

## **11.2 Характеристика воздействия на животный мир**

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.
- общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными.
- изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибионтных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим

убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

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 конденсатом, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние 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.

Наличие на рассматриваемой территории природно-очаговых и паразитарных инфекций потребует проведения соответствующих санитарно-эпидемиологических и профилактических мероприятий, обеспечивающих ограничение природных резервуаров инфекций и их влияние на состояние здоровья населения на данной территории.

Влияние проектируемых работ на животный мир *по каждому из рассматриваемых вариантов* 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) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

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.

### **11.3 Мероприятия по сохранению и восстановлению целостности естественных сообществ и видового разнообразия животного мира**

Воздействие на животный мир при разработке Тузколь 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;
- соблюдение норм шумового воздействия, изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на

производственные объекты, создание маркировок на объектах и сооружениях;

- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;
- проведение мониторинговых исследований за состоянием животного мира.

#### **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 при разработке месторождения. Основными задачами мониторинга за состоянием животного мира являются определение особо чувствительных для представителей фауны участков на месторождении и оценка их состояния на данной территории.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Вышеназванные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на



фаунистических мониторинговых площадках. 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 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

### 12.1 Социально-экономические условия

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

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики.

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях.

**Кызылординская область** (каз. Қызылорда облысы) образована 15 января 1938 года. Область расположена в юго-западной части Казахстана с общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,3% всей территории республики.

Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на Севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно - Казахстанской областями, а на юге - с Республикой Узбекистан.

Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда, а также 1 город республиканского подчинения Байконур. В области 265 поселков и сёл, 145 сельских и аульных округов.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарья, в ее нижнем течении.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

**Сырдарьинский район** расположен в центре Кызылординской области, на западе граничит с Жалагашским районом, на востоке — с Шиелийским районом, на севере - с Карагандинской областью, с юга — с территорией Узбекистана (Каракалпакстан). Площадь района – 29,1 тыс. кв. км. Население – 38841 человек (на начало 2019 года).

Административный центр — село Теренозек, который находится в 52 километрах от областного центра — города Кызылорда. Всего населенных пунктов – 17, из них 2 поселка и 15 поселковых округов.

Территорию района с востока на запад пересекает река Сырдарья. По территории района проходит автомобильная трасса Самара — Шымкент и железная дорога Оренбург – Ташкент.

## **12.2 Социально – экономическое положение Кызылординской области**

**Промышленное производство.** Объем промышленного производства в январе-августе 2020 года составил 433246,0 млн.тенге, что на 11,5% меньше уровня 2019 года. Снижение в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров составило 16,5%, прирост в обрабатывающей промышленности – 3,4%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом составил 19,6%.

**Инвестиции в основной капитал.** Объем инвестиций в основной капитал в январе-августе 2020 года составил 149650 млн.тенге или 64,6% к январю-августу 2019 года. Преобладающими источниками инвестиций в январе-августе 2020 года остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 95216 млн.тенге. Наблюдается уменьшение инвестиционных вложений на приобретение машин, оборудования, транспортных средств и их капитальный ремонт на 49,9 %.

**Объем валовой продукции сельского, лесного и рыбного хозяйства** в январе-августе 2020 года составил 44430,2 млн.тенге и увеличился на 2,0% по сравнению с январем-августом 2019 года.

**Транспорт.** Индекс физического объема по отрасли «Транспорт» в январе-августе 2020 года составил 79,4%.

Объем грузооборота в январе-августе 2020 года составил 8652,2 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками) и по сравнению с январем-августом 2019 года уменьшился на 0,2%. Объем пассажирооборота составил 1877,0 млн.пкм и снизился на 59,2 %.

**Социальная сфера.** Численность безработных по оценке во 2-ом квартале 2020 года составила 16,9 тыс.человек. Уровень безработицы составил 4,9% к рабочей силе. Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на конец августа 2020 года, составила 13,2 тыс.человек или 3,9% к рабочей силе.

Количество зарегистрированных юридических лиц составило 10575 единиц по состоянию на 1 сентября 2020 года, в том числе 10222 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 8009, среди

которых малые предприятия составляют 7656 единиц.

**Среднемесячная заработная плата** на одного работника за 2 квартал 2020 года составила 187836 тенге.

**Индекс потребительских цен** в августе 2020 года по сравнению с декабрем 2020 года составил 104,5%.

Цены на продовольственные товары повысились на 7,6%, непродовольственные товары – на 3,1%, платные услуги – на 1,5%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в августе 2020 года по сравнению с декабрем 2019 года снизилась на 7,8%.

**Торговля.** Индекс физического объема в январе-августе 2020 года составил 96,4%. Объем розничной торговли за январь-август 2020 года составил 190319,4 млн.тенге или 95,2% к январю-августу 2019 года.

Объем оптовой торговли за январь-август 2020 года составил 114057,1 млн.тенге или 100,2 % к январю –августу 2019 года.

### **12.3 Социально–экономическое положение Сырдарьинского района Кызылординской области**

**Промышленность.** По данным областного департамента статистики, объем промышленного производства Сырдарьинского района на 1 мая 2020 года составило 1213,0 млн.тенге, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года составил 166,7 процентов.

В отчетном периоде произведено продукции в обрабатывающей промышленности района на 1035,0 млн. тенге, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года составил 179,0 процентов.

**Инвестиции.** Объем привлеченных инвестиций на 1 мая 2020 года составил 11,3 млрд.тенге. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года доля составила 85,7%.

Причина снижения, в 2019 году объем привлеченных инвестиций составил 67,6 млрд.тенге по сравнению с соответствующим периодом прошлого года составило 164,6%. Доля в этом показателе составила 65,6% инвестиций в магистральный газопровод «Сарыарка» (44,4 млрд.тенге) и на14,7% приходится нефтяными компаниями (10 млрд.тенге).

**Малый и средний бизнес.** Согласно статистическим данным по состоянию на 1 июня 2020 года зарегистрировано 2298 субъектов малого и среднего предпринимательства. Количество активных предпринимателей составило 2136, что на 11,7% больше, чем за аналогичный период прошлого года. Доля действующих

предпринимателей в отчетном периоде составила 93,0%. В январе-июне 2020 года было зарегистрировано 200 субъектов предпринимательства.

**Сельское хозяйство.** Объем производства продукции сельского хозяйства увеличился на 1,3%. По району в текущем году запланировано посев сельскохозяйственных культур на площади 33,4 тыс.га. Из них основной культуры риса составляет 21 тыс.га. На сегодняшний день из них 90% привито.

**Строительство.** Из Республиканского и областного бюджета выделено 399,6 млн.тенге на работу инфраструктуры (сети водоснабжения) нового микрорайона в поселке Теренозек Сырдарьинского района (100 га), в поселке Теренозек Сырдарьинского района (35 га), работы – 125,2 млн. тенге освоено. В настоящее время ведутся работы по государственным закупкам.

Разработана проектно-сметная документация спорткомплекса в селе Бесарык. Строительство по проекту осуществляется методом государственно-частного партнерства. Сейчас заключен договор на экспертизу проекта. Сумма договора 871,6 тенге, из них 30% - 261,4 тыс.тенге перечислено подрядчику.

На сегодняшний день по введенным в эксплуатацию индивидуальным жилым домам по итогам января-марта (3 есяца) 2537,4 кв.метров. По сравнению с прошлым годом выполнено на 104,2%.

**Социальное обеспечение.** На 2020 год для оказания государственной адресной социальной помощи выделено с республиканского бюджета 197251,0 тыс.тенге, с местного бюджета выделено 68331,0 тыс.тенге, по гарантированному социальному пакету из республиканского бюджета выделено 392050,0 тыс.тенге. За отчетный период АСП выплачена 312 семьям (1795 чел) на сумму 26976,6 тыс.тенге.

**Занятость.** С начала года в центр занятости обратилось 1316 человек, количество занятых активными мерами занятости 993 человек, из них трудоустроено 337 человек.

В рамках Дорожной карты занятости планируется создать 427 новых рабочих мест в 18 инфраструктурных проектах в этом районе, в том числе 215 рабочих мест через центры обязательной занятости. На сегодняшний день 164 человека были отправлены на работу через центры занятости.

**Здравоохранение.** По состоянию на 2-ой квартал 2020 года в целях снижения дефицита врачей в поликлинику привлечены врачи, обеспеченность врачами доведена до 95%. Среди врачей показатель категоричности составил 54,8%, что выше областного показателя на 37% по сравнению с прошлым годм. Численность работников среднего звена по сравнению с прошлым годом увеличилось на 15%.



**Образование.** Количество школ по данному району -17 (из них 5 – лицеев), колледжей – 1, музыкальных школ – 4, домов школьников – 1, кабинетов психолого-педагогической коррекции – 9.

Работа дошкольного обучения и воспитания – на сегодня действуют 16 государственных, 5 частных детских садов, 6 мини-центров с полным днем пребывания.

Работа по повышению квалификации педагогических кадров. В школах района в 2019-2020 учебном году работали 1150 педагогических кадров. Из них 1088 специалистов с высшим образованием, 62 со средним специальным образованием. 125 педагогических кадров имеют высшую, 435-первую, 329-вторую категорию (261-без квалификации).

Количество учителей, прошедших уровневые курсы повышения квалификации в январемарте 2020 года по всем направлениям – 30.

**Культура.** По району функционируют 35 культурных учреждений. Из них: районный дом культуры, поселковый дом культуры, 5 сельских домов культуры, 9 сельских клубов, 1 культурный центр, центральная районная библиотека, детская районная библиотека, 14 сельских библиотек и историко-краеведческий музей.

За 2 квартал 2020 года было организовано 204 культурных мероприятий.

Бюджет по объектам культуры Сырдарьинского района за 2020 год составляет 287257,4 тыс.тенге. За 3 месяца текущего года при плане 82558,9 тыс.тенге освоено 82552 тыс.тенге. Платные услуги в сфере культуры Годовой план платных услуг учреждениям культуры района утвержден на 10196,4 тыс.тенге. План на 3 месяца запланирован в сумме 2156,3 тыс.тенге, на данное время выполнено на 1508,8 тыс. тенге, что составляет 70,0%.

#### **12.4 Санитарно-эпидемиологическая обстановка области**

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

По официальной статистике по состоянию на 1 октября 2020 года в Казахстане зарегистрированы 108561 случаев заражения, 103758 пациентов выздоровели. Из них в Кызылординской области 3245 случаев заражения.

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

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

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



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

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

- ✓ носить маски и перчатки, мыть руки;
- ✓ соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- ✓ избегать посещения мест массового скопления;
- ✓ не здороваться, не обниматься при встрече
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

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

В результате проводимых противотуберкулезных мероприятий идет стабильное снижение показателей заболеваемости и смертности за последние 5 лет.

Ведется строгое наблюдение за очагами туберкулеза, оздоровление, для чего составлена паспорт очага и картография очага.

В настоящее время самая высокая социальная помощь по Республике больным туберкулезом, получающим лечение на амбулаторном уровне в Кызылординской области. Социальна защита населения, больных туберкулезом, социальная помощь на создание условий для полного выздоровления от туберкулеза в районе с начала года районным

маслихатом предусмотрены средства на сумму 1007380,0 тыс.тенге, 50 больным оказана полная помощь.

Эпидемиологическая ситуация по особо опасным инфекциям в области стабильная. Случаев заболевания такими особо опасными инфекциями как чума, холера, сибирская язва, сыпной тиф, бешенство не зарегистрировано.

### **12.5 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 по Кызылординской области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного

техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Тузколь не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

## **13 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ НОРМАЛЬНОМ (БЕЗ АВАРИЙ) РЕЖИМЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ**

### **13.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду**

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и необусловленные воздействия.

Технологически обусловленные – это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ.

Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов:

- изъятие земель для строительства скважин и для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
- нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
- возможны аварийные сбросы на почво-грунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются нефтепродукты, ГСМ, химреагенты;
- выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при строительстве скважин являются: дизельные генераторы, емкости для хранения ГСМ, буровые насосы и другие. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы от неорганизованных и организованных источников в силу ограниченной интенсивности выбросов не создают высоких приземных концентраций;
- сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует. Все сточные воды собираются в специализированные емкости и вывозятся, по мере наполнения, на согласованные места временного хранения, отстоя или очистки сторонней организацией;
- на площадках работ происходит накопление промышленных и твердо-бытовых отходов. Все отходы собираются в специализированные контейнеры и по мере накопления передаются по договору со сторонней организацией на места согласованного хранения или утилизации;
- шумовой эффект, возникающий при работе бурового оборудования, оказывает воздействие на людей, животный мир.

Технологически необусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе работы в штатных ситуациях и при авариях.

Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог, неконтролируемым расширением зон землеотвода и непроектными воздействиями на окружающую среду.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 13.1.1.

**Таблица 13.1.1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению**

<b>Компоненты окружающей среды</b>	<b>Факторы и источники 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. Проведение инструментальных замеров по оценке качества атмосферного воздуха. Постоянный контроль содержания ЗВ в воздухе рабочей зоны
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. 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.

Компоненты окружающей среды	Факторы и источники воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Соблюдение норм шумового воздействия. Принятие административных мер для пресечения браконьерства. Организация и контроль над передвижением автотранспорта только по установленным дорогам и маршрутам

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на данный проектный период на месторождении Тузколь классифицируют 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 Тузколь сведена в таблицу 13.1.2.

**Таблица 13.1.2 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений при разработке месторождения Тузколь**

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Подземные воды	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный(2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Многолетний (4)	Слабая (2)	Низкая (8)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Радиационная безопасность	Ограниченный(2)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (8)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
<b>Итого:</b>				<b>Средняя (19,1)</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

разработке месторождения Тузколь составляет 19,1 баллов, т.е. результирующая значимость воздействия соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении 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.

### 13.2 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 Тузколь представлены в таблице 13.2.1.

**Таблица 13.2.1 – 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.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 13.2.2.

**Таблица 13.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений на м. Тузколь**

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
<b>Социальная сфера</b>								
Трудовая занятость	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Слабое (+2)	-	-	-	+10	Среднее положительное
Памятники истории и культуры	Точечное (+1)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+7	Среднее положительное
<b>Экономическая сфера</b>								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+12	Высокое положительное
Транспорт	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Умеренное (-3)	-9	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Слабое (+2)	-	-	-	+11	Высокое положительное

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна. В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

## 14 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

### 14.1 Понятия и определения

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период 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 воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;



- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья;
- буровое оборудование.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

#### **14.2 Оценка экологического риска при буровых операциях**

В соответствии с «Едиными правилами охраны недр при разработке месторождений полезных ископаемых в Республике Казахстан» 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, термоэрозия, просадки и другое) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях на буровых площадках;
- загрязнением недр и окружающей природной 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 (охлаждение штоков насосов, дизелей); устье скважины; запасные емкости для хранения промывочной жидкости; вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента), отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор), емкости горюче-смазочных материалов, двигатели внутреннего сгорания, котельные, 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.

Разбуривание месторождения будет сопровождаться образованием большого количества отходов бурения. Согласно «Единым правилам разработки...» (пункт 6.2.13) запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты.

#### 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 внутри промысловых дорог и буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: 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, 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 промышленной площадке, 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.

Групповой «Технический проект на строительство скважин» должен предусмотреть безамбарную технологию бурения в соответствии с «Едиными правилами разработки...».

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 проекта строительства скважин.



После разбуривания продуктивных пластов буровые отходы проходят обработку в соответствии с проектом, собираются в отдельные емкости, нейтрализуются, вывозятся на специально оборудованный объект размещения отходов.

#### 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 связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение почвенно-растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме 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. Нарушенные 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 противоэрозийной устойчивостью. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

#### Охрана животного мира

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.



Количественные характеристики воздействия на окружающую среду и мероприятия по охране недр и окружающей среды и снижению негативного воздействия при буровых операциях должны быть рассмотрены в Групповом техническом проекте на строительство скважин.

### **14.3 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. Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ представлены в таблице 14.3.1.

**Таблица 14.3.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ**

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
<b>Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)</b>		
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 1''	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
<b>Разгерметизация технологического трубопровода</b>		
«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
Порыв трубопровода	$1,6 \cdot 10^{-5}$ (1/год)	Объем, между двумя клиновыми задвижками и вытекший до ликвидации утечки

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 химреагентов бурения и углеводородного сырья с учетом запроектованных 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 газовой смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории.

В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлития (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 разлития (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой аварии техническая служба под руководством ответственных лиц организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок согласно плану ликвидации возможных аварий (ПЛВА) соответствующего объекта.

При условии строгого соблюдения проектных решений, трудовой дисциплины и применения современных технологий на этапе реализации проектных решений дает возможность оценить степень вероятности возникновения аварийных ситуаций как низкую.

#### **14.4 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;



- почвенный покров;
- растительные и животные ресурсы;
- недра;
- социально-экономическую сферу.

#### *Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух*

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарные газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

#### *Воздействие возможных аварий на водные ресурсы*

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.



*Воздействие возможных аварий на недра*

При эксплуатации 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 распространения 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 нефтепродуктов;
- 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.

*Воздействие возможных аварий на животный мир*

Аварийные ситуации могут привести к полной гибели наземной фауны за счет загрязнения почв и превышение содержания загрязняющих веществ до уровня острой токсичности, а также в результате полной порчи мест скопления животных и путей миграции в результате аварийных разливов.

*Воздействие возможных аварий на социально-экономическую среду*

Большинство потенциальных аварийных ситуаций связаны с крайне незначительными или несоизмеримыми для социально-экономической среды последствиями и их последствия для здоровья населения, его социального благополучия и экономики и не будут проявляться за пределами территории проекта.

#### **14.5 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий**

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. Специалисты компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.



При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;
- разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих 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, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период разработки месторождения.

## **15 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

### **15.1 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.

### **15.2 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 пробной эксплуатации месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;

- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;
- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей»;
- «План ликвидации возможных аварий»;
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противодобывочное 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 Кызылординской области, Областная прокуратура, Департамент экологии по Кызылординской 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.

Буровая установка должна быть оснащена первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК. Получение документов - сертификатов должно быть выполнено до начала буровых операций.

## **16 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ**

### **16.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу**

Платежи за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при реализации данного проекта будут производиться согласно установленным нормативам по фактическим выбросам.

### **16.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде**

Платежи за размещение отходов производства и потребления на объекте намечаемой деятельности будут производиться ежегодно по факту образования.

## **17 ПОСЛЕПРОЕКТНЫЙ АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Согласно статье 67 ЭК РК одной из стадий оценки воздействия на окружающую среду является послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности, если необходимость его проведения определена в соответствии с настоящим Кодексом.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды



заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

Составитель несет административную и уголовную ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие сведений, полученных при проведении послепроектного анализа, и представление недостоверных сведений в заключении по результатам послепроектного анализа.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Экологический кодекс РК №400-VI ЗРК от 02.01.2021 г. (введен в действие 01.07.2021 г.).
2. Кодекс «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года
3. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003.
4. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003.
5. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки» Утверждена приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280
6. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями на 29.06.2018 г.).
7. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
8. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II.
9. «Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами». Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.
10. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО «Казтрансойла» Астана, 2005 г.
11. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005 г.
12. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 №168.
13. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
14. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра национальной экономики РК от 16.03.2015 г. №209.
15. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
16. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и



размещения отходов производства».

17. «Классификатор отходов», утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06 августа 2021 года № 314

18. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».

19. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности», Москва.

20. ГОСТ 12.1.012-90. Вибрационная безопасность. Москва, 1990 г.

21. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).

22. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.

23. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.

24. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.

25. «Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями на производстве и хранении, использовании, транспортировке больших количеств пожароопасных, взрывоопасных и токсичных веществ», Москва, 1992.

26. Приказ и.о. Министра национальной экономики РК Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по обеспечению радиационной безопасности» № 261 от 27.03.15.

**СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ:**

**Приложение 1 – Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух**

**Приложение 2 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

**Приложение 3 – Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний**

**Приложение 4 – Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование**

**Приложение 5 – Программа управления отходами**

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 1**

### **Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух**

**2 вариант разработки – рекомендуемый**

**Расчеты валовых выбросов выполнены на программном комплексе ЭРА v3.0.391**

**Источники загрязнения N 0001-0050 - Устьевой подогреватель УН-0,2**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт.,  $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт.,  $NI = 1$

Время работы одной топки, час/год,  $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час,  $B = 22.875$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы,  $VB = 0$

**Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)**

Количество выбросов, кг/час (5.2а),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 22.875 \cdot 10^{-3} = 0.0343$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0343 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3005000$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0343 / 3.6 = 0.0095300$

**Примесь: 0410 Метан (727\*)**

Количество выбросов, кг/час (5.2б),  $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 22.875 \cdot 10^{-3} = 0.0343$

Валовый выброс, т/год,  $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0343 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3005000$

Максимальный из разовых выброс, г/с,  $G_{\text{макс}} = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0343 / 3.6 = 0.0095300$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1),  $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт.,  $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час,  $GK = 0.2$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,  $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 /$

$NN = 0.2 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 837.4$

где  $4.1868 \cdot 10^3$  - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105),  $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 22.875 / 1 = 1008.8$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах,  $A = 1.4$

Отношение  $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$  при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1),  $V = 0.87$



Так как печи оснащены горелками беспламенного горения

в ф-лу 5.6 вводим коэффициент  $k$ , равный 0.8

$$\text{Концентрация оксидов азота, кг/м}^3 \text{ (5.6), } CNOX = K \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 0.8 \cdot 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1008.8 / 837.4 \cdot 1.4^{0.5} \cdot 0.87 \cdot 10^{-6} = 0.0001916$$

$$\text{Объем продуктов сгорания, м}^3/\text{ч (5.4), } VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.4 \cdot 22.875 \cdot 1.5 = 376.6$$

$$\text{Объем продуктов сгорания, м}^3/\text{с, } VO = VR / 3600 = 376.6 / 3600 = 0.1046$$

$$\text{Количество выбросов, кг/час (5.3), } M = VR \cdot CNOX = 376.6 \cdot 0.0001916 = 0.0722$$

$$\text{Валовый выброс окислов азота, т/год, } MI = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.0722 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.632$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, } GI = NI \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.0722 / 3.6 = 0.02006$$

Коэффициент трансформации для NO<sub>2</sub>,  $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO,  $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

**Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)**

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = KNO_2 \cdot MI = 0.8 \cdot 0.632 = 0.5060000$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с, } G = KNO_2 \cdot GI = 0.8 \cdot 0.02006 = 0.0160500$$

**Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)**

$$\text{Валовый выброс, т/год, } M = KNO \cdot MI = 0.13 \cdot 0.632 = 0.0822000$$

$$\text{Максимальный из разовых выброс, г/с, } G = KNO \cdot GI = 0.13 \cdot 0.02006 = 0.0026100$$

Итого выбросы при работе 1 печи:

<b>Код</b>	<b>Наименование ЗВ</b>	<b>Выброс г/с</b>	<b>Выброс т/год</b>
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.01605	0.506
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00261	0.0822
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.00953	0.3005
0410	Метан (727*)	0.00953	0.3005

**Источники загрязнения N 6001-6050 - Площадка добывающей скважины**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 11$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 11 = 0.0522$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0522 / 3.6 = 0.0145$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 100$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.0145 \cdot 100 / 100 = 0.0145000$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0145 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.4570000$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 36$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 36 = 0.000713$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.000713 / 3.6 = 0.000198$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**



Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 100$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000198 \cdot 100 / 100 = 0.0001980$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000198 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0062400$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудование</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №9	11	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №9	36	8760

Итоговая таблица выбросов для 1 скважины:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0145	0.46324

**Источники загрязнения N 6051-6054 - Площадка ЗУ**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

*Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)*

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 5 = 0.0237$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.0237 / 3.6 = 0.00658$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 100$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.00658 \cdot 100 / 100 = 0.0065800$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00658 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2075000$

*Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)*

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час(Прил.Б1),  $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1),  $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт.,  $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год,  $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1),  $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 10 = 0.000198$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с,  $G = G / 3.6 = 0.000198 / 3.6 = 0.000055$

**Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*)**



Массовая концентрация компонента в потоке, %,  $C = 100$

Максимальный разовый выброс, г/с,  $G = G \cdot C / 100 = 0.000055 \cdot 100 / 100 = 0.0000550$

Валовый выброс, т/год,  $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000055 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0017340$

Сводная таблица расчетов:

<i>Оборудование</i>	<i>Технологич. поток</i>	<i>Общее кол-во, шт.</i>	<i>Время работы, ч/г</i>
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица выбросов для одной ЗУ:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00658	0.209234

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 2**

### **Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу**

Произ-водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м <sup>3</sup> /с	Температура смеси, оС	точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника								г/с	мг/нм <sup>3</sup>	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		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0001	6	0,2	3,33	0,1046		1777	772								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0002	6	0,2	3,33	0,1046		1809	750								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0003	6	0,2	3,33	0,1046		1781	705								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0004	6	0,2	3,33	0,1046		1454	700								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0005	6	0,2	3,33	0,1046		1454	740								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0006	6	0,2	3,33	0,1046		1495	739								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0007	6	0,2	3,33	0,1046		1507	720								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0008	6	0,2	3,33	0,1046		1529	768								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	
001		Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0009	6	0,2	3,33	0,1046		1577	774								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005	
																					0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005	

001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0010	6	0,2	3,33	0,1046	1556	720								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0011	6	0,2	3,33	0,1046	2177	1476								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0012	6	0,2	3,33	0,1046	2451	857								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0013	6	0,2	3,33	0,1046	2321	845								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0014	6	0,2	3,33	0,1046	2332	913								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0015	6	0,2	3,33	0,1046	2352	947								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0016	6	0,2	3,33	0,1046	2335	967								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0017	6	0,2	3,33	0,1046	2367	986								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0018	6	0,2	3,33	0,1046	2297	986								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0019	6	0,2	3,33	0,1046	2324	1014								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0020	6	0,2	3,33	0,1046	2549	556								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																			0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005

001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0021	6	0,2	3,33	0,1046	2534	527							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0022	6	0,2	3,33	0,1046	3111	719							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0023	6	0,2	3,33	0,1046	3117	698							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0024	6	0,2	3,33	0,1046	3208	629							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0025	6	0,2	3,33	0,1046	3255	635							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0026	6	0,2	3,33	0,1046	3262	599							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0027	6	0,2	3,33	0,1046	3272	585							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0028	6	0,2	3,33	0,1046	3300	602							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0029	6	0,2	3,33	0,1046	3312	611							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0030	6	0,2	3,33	0,1046	3373	571							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005

001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0031	6	0,2	3,33	0,1046	3364	541							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0032	6	0,2	3,33	0,1046	3335	555							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0033	6	0,2	3,33	0,1046	3308	567							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0034	6	0,2	3,33	0,1046	3340	535							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0035	6	0,2	3,33	0,1046	3209	526							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0036	6	0,2	3,33	0,1046	3211	561							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0037	6	0,2	3,33	0,1046	3229	532							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0038	6	0,2	3,33	0,1046	3211	597							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0039	6	0,2	3,33	0,1046	3246	533							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0040	6	0,2	3,33	0,1046	3258	551							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005

001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0041	6	0,2	3,33	0,1046	3262	572							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0042	6	0,2	3,33	0,1046	3276	543							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0043	6	0,2	3,33	0,1046	239	1826							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0044	6	0,2	3,33	0,1046	277	1808							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0045	6	0,2	3,33	0,1046	231	1736							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0046	6	0,2	3,33	0,1046	199	1718							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0047	6	0,2	3,33	0,1046	2602	1600							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0048	6	0,2	3,33	0,1046	2886	1638							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0049	6	0,2	3,33	0,1046	3707	1309							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005
001	Устьевого подогревателя	1	8760	Устьевого подогревателя	0050	6	0,2	3,33	0,1046	2430	745							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01605	153,442	0,506
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00261	24,952	0,0822
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00953	91,109	0,3005
																		0410	Метан (727*)	0,00953	91,109	0,3005

001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6001	2				1777	772	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6002	2				1809	750	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6003	2				1781	705	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6004	2				1454	700	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6005	2				1454	740	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6006	2				1495	739	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6007	2				1507	720	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6008	2				1529	769	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6009	2				1577	774	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6010	2				1556	719	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6011	2				2177	1476	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6012	2				2451	857	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6013	2				2322	844	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6014	2				2332	913	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6015	2				2352	946	10	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324

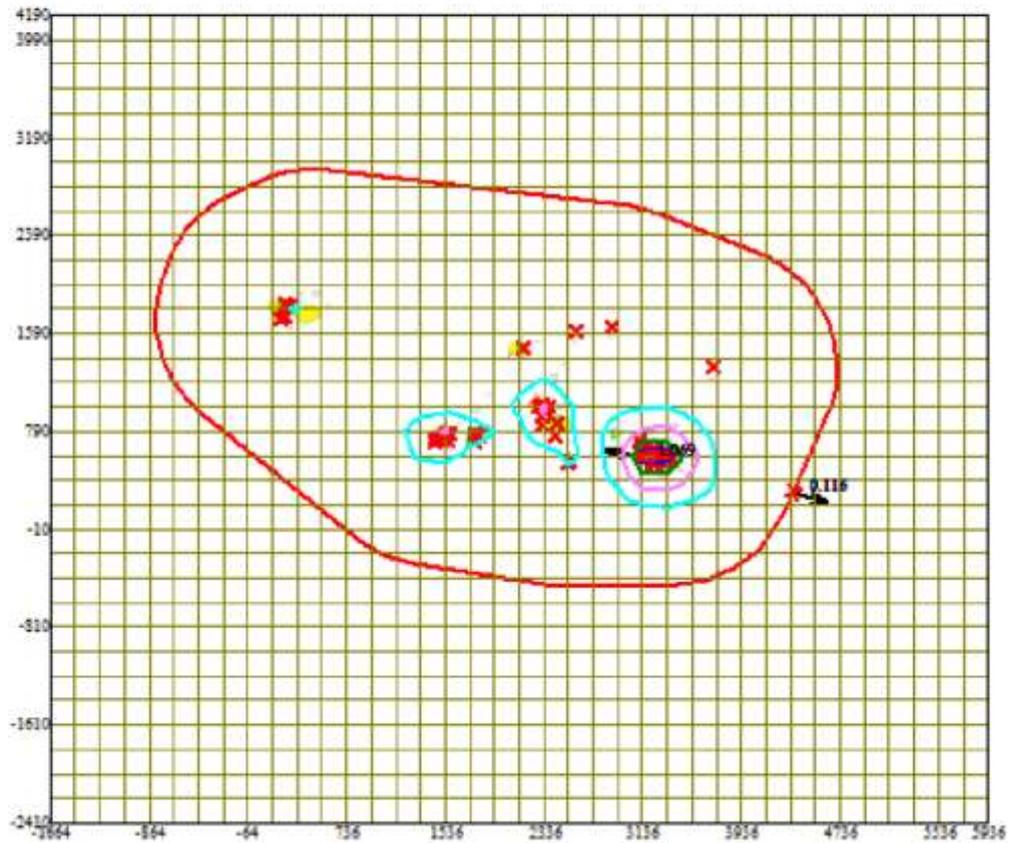
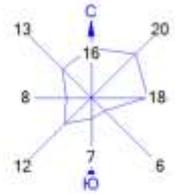
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6016	2				2335	967	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6017	2				2367	986	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6018	2				2297	986	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6019	2				2324	1013	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6020	2				2548	556	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6021	2				2534	527	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6022	2				3111	718	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6023	2				3117	698	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6024	2				3208	629	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6025	2				3255	635	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6026	2				3262	599	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324
001	Площадка добывающей скважины	1	8760	Площадка добывающей скважины	6027	2				3273	585	10	5				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0145		0,46324



### **ПРИЛОЖЕНИЕ 3**

#### **Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний**

Город : 004 Кызылорд. обл. Сырдарьинский  
 Объект : 0001 Тузколь. Проект разработки Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



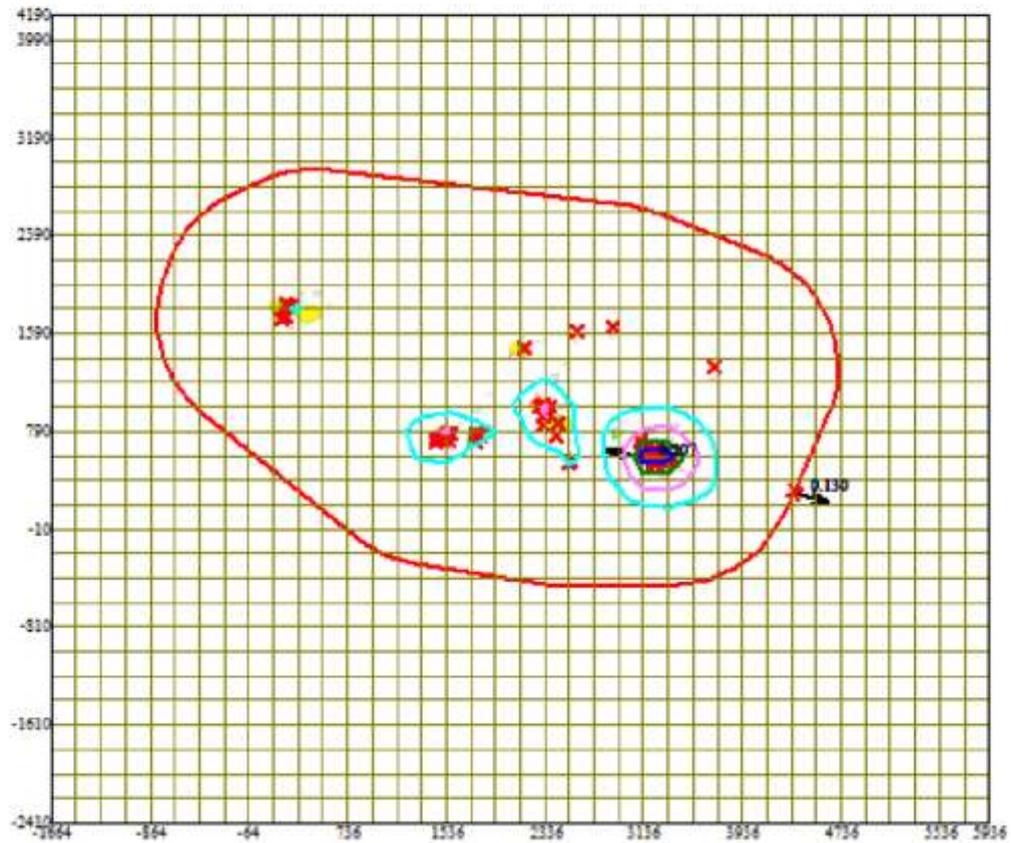
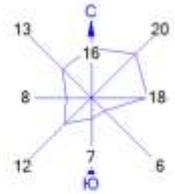
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 0.279 ПДК  
 0.542 ПДК  
 0.806 ПДК  
 0.964 ПДК  
 1.0 ПДК

0 485 1455м.  
 Масштаб 1:48500

Макс концентрация 1.0690057 ПДК достигается в точке  $x=3136$   $y=590$   
 При опасном направлении  $100^\circ$  и опасной скорости ветра 0.55 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7600 м, высота 6600 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 39\*34  
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылорд. обл. Сырдарьинский  
 Объект : 0001 Тузколь. Проект разработки Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



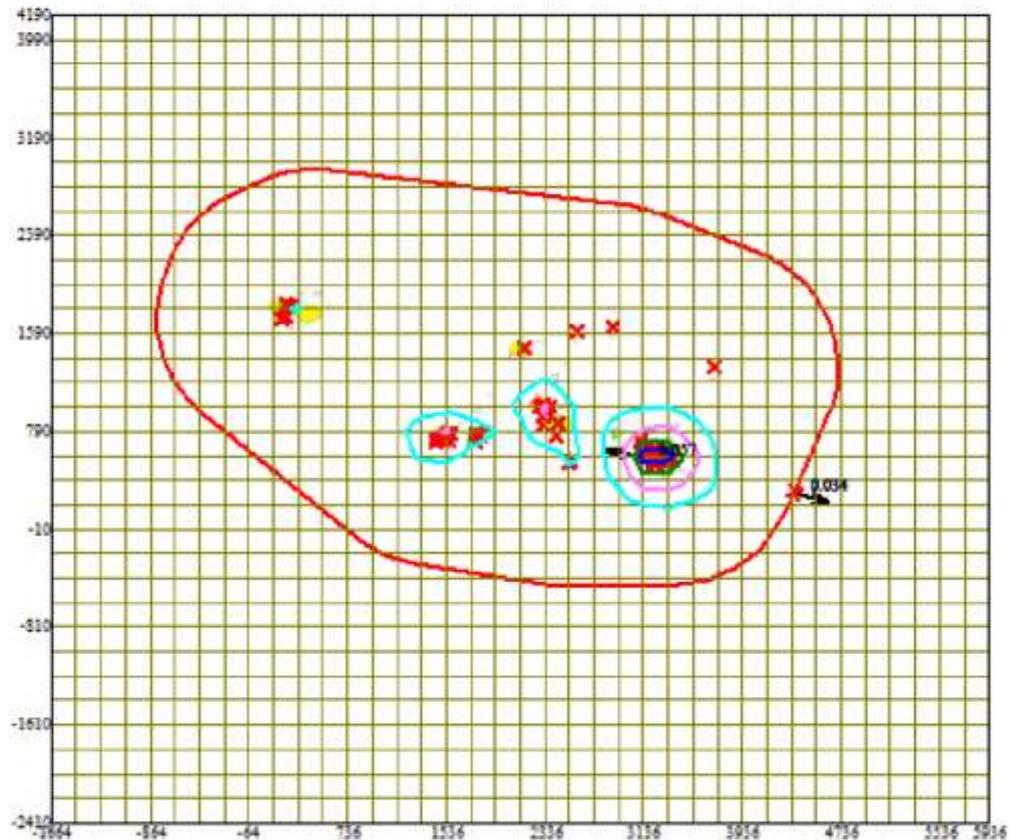
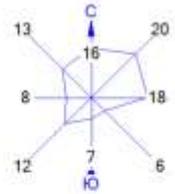
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 0.143 ПДК  
 0.165 ПДК  
 0.186 ПДК  
 0.199 ПДК



Макс концентрация 0.2074192 ПДК достигается в точке  $x=3136$   $y=590$   
 При опасном направлении  $100^\circ$  и опасной скорости ветра 0.55 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7600 м, высота 6600 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 39\*34  
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылорд. обл. Сырдарьинский  
 Объект : 0001 Тузколь. Проект разработки Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014  
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



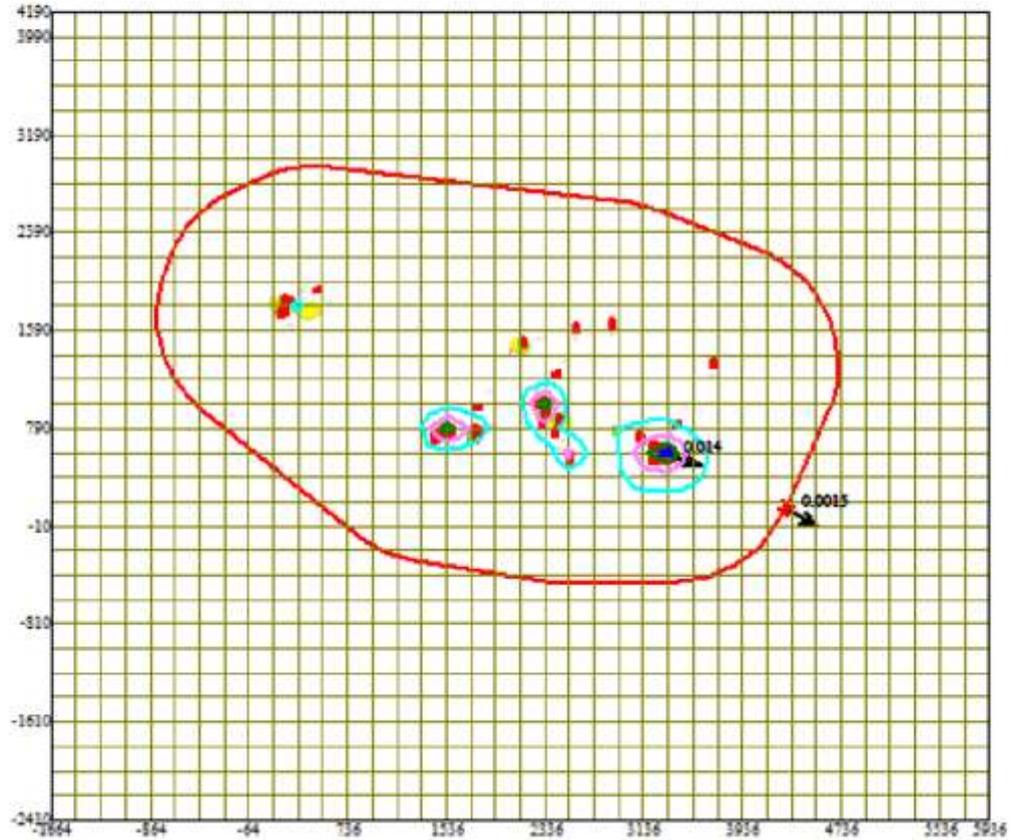
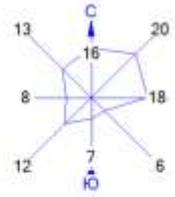
Условные обозначения:  
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01  
 Максим. значение концентрации  
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК  
 0.038 ПДК  
 0.044 ПДК  
 0.050 ПДК  
 0.054 ПДК



Макс концентрация 0.0565897 ПДК достигается в точке  $x=3136$   $y=590$   
 При опасном направлении  $100^\circ$  и опасной скорости ветра 0.55 м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 7600 м, высота 6600 м,  
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 39\*34  
 Расчет на существующее положение.

Город : 004 Кызылорд. обл. Сырдарьинский  
 Объект : 0001 Тузколь. Проект разработки Вар.№ 2  
 ПК ЭРА v3.0 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  
 0.0039 ПДК  
 0.0072 ПДК  
 0.010 ПДК  
 0.012 ПДК



Макс концентрация 0.0136808 ПДК достигается в точке  $x=3336$   $y=590$   
 При опасном направлении  $288^\circ$  и опасной скорости ветра  $0.52$  м/с  
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина  $7600$  м, высота  $6600$  м,  
 шаг расчетной сетки  $200$  м, количество расчетных точек  $39 \times 34$   
 Расчет на существующее положение.

**ПРИЛОЖЕНИЕ 4**

**Лицензия на природоохранное проектирование и нормирование**

**АО «НИПИнефтегаз»**





## ЛИЦЕНЗИЯ

**07.08.2007 года**

**01079P**

**Выдана**

**Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"**

130000, Республика Казахстан, Мангыстауская область, Актау Г.А.,  
Микрорайон 8, дом № 38А  
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер фискала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

**на занятие**

**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Особые условия**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

**Примечание**

**Неотчуждаемая, класс I**

(отчуждаемость, класс разрешения)

**Лицензиар**

**Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан»,  
Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель**

**(уполномоченное лицо)**

-

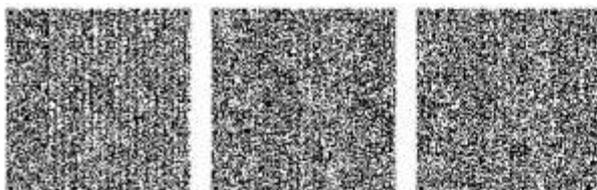
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи** **07.08.2007**

**Срок действия  
лицензии**

**Место выдачи**

**г.Нур-Султан**



**Дата перевода в электронный формат:** **21.10.2021**

**Ф.И.О. подписавшего:**

**Абдуалиев Айдар Сейсенбекович**





## 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»)

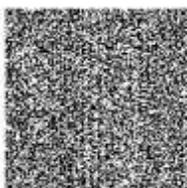
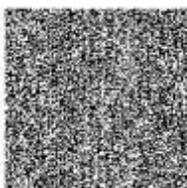
**Лицензиат** Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"  
130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588  
(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том 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

Один экземпляр «Лицензии» в электронном формате, подписанной электронной подписью лицензиара, размещен на интернет-портале «Электронный Казахстан» в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании отдельных видов деятельности».

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

## **ПРИЛОЖЕНИЕ 5**

### **«Программа управления отходами для ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг»**



ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

«УТВЕРЖДАЮ»

Председатель правления  
ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ  
ОПЕРЕЙТИНГ»

Н.С. Абдукаримов

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Заместитель председателя правления  
ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ  
ОПЕРЕЙТИНГ»

Чжан Бинь

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ПРОГРАММА  
УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ  
ОПЕРЕЙТИНГ»  
НА 2021-2023 ГОДЫ**

**РУКОВОДИТЕЛЬ  
ИП «ЭКО-ОРДА»**

**Әбдиев С.Б.**

**РК, г. Кызылорда, 2021 г.**

## СОДЕРЖАНИЕ

№ п/п	Наименование разделов	Стр.
	Введение	4
1.	Общие сведения о предприятии	5
2.	Анализ текущего положения управления отходами	15
3.	Цели, задачи и целевые показатели	20
4.	Основные направления, пути достижения поставленной цели и соответствующие меры	21
5.	Необходимые ресурсы и источники их финансирования	27
6.	План мероприятий по реализации программы управления отходами	27
Приложения		
1	Государственная лицензия №02468Р №19008099 от 08.04.2019 года ИП «ЭКО-ОРДА»	
2	Расчет образования отходов	

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

---

**СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ**

<b>Исполнители</b>	<b>Должность</b>
Әбдиев Серік Бекенұлы	Директор ИП «ЭКО-ОРДА»
<b>Контакты</b>	
Тел. +7777 7851346	
<b>Адрес предприятия</b>	
Местонахождение - РК, г. Кызылорда, мкр. Сырдария, дом № 20, кв.39	
Государственная лицензия 02468Р выдана МЭ РК от 08.04.2019 года на выполнение работ и услуги в области охраны окружающей среды, приложение к лицензии № 19008099 на природоохранное нормирование и проектирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности.	

# ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

## Введение

Программа управления отходами является основным стратегическим документом по обращению с отходами для операторов объектов I и II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов.

Программа управления отходами является неотъемлемой частью экологического разрешения.

В соответствии с пунктом 3 статьи 12 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – ЭК РК), в отношении Компании термин «объект» означает стационарный технологический объект (предприятие, производство), в пределах которого осуществляется добыча углеводородов, а также технологически прямо связанные с Компанией любые иные виды деятельности, которые осуществляются в пределах промышленной площадки Компании, и могут оказывать существенное влияние на объем, количество и (или) интенсивность эмиссий и иных форм негативного воздействия на окружающую среду. Вместе с тем, согласно пункту 6 статьи 12 ЭК РК, под оператором объекта понимается физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду.

Решением департамента экологии по Кызылординской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 18 и 20 августа 2021 года определено, что по виду деятельности (добыча углеводородов) осуществляемой на Контрактной территории №1057, 4671 ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ», как объект оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к I категории.

Настоящая программа (ПУО) разработана для ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» на 2021-2023 годы в соответствии с требованиями:

- п.1 ст.335 Экологического Кодекса РК от 02 января 2021 года №400-VI ЗРК;
- правилами разработки программы управления отходами, утвержденными приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 09 августа 2021 года №318;
- приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06 августа 2021 года № 314 «Об утверждении Классификатор отходов»;
- приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 «Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов»;
- ГОСТ 30772-2001. «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения».

Программа управления отходами для ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» разработана специалистами ИП «ЭКО-ОРДА», которое имеет государственную лицензию на природоохранное проектирование, нормирование №02468Р от 08.04.2019 года.

В настоящую Программу включены 6 последовательных разделов согласно требованиям пункта 9 Правил разработки Программы управления отходами.

В данной Программе предусмотрена организация рациональной и экологически безопасной системы сбора/накопления промышленных отходов, предусматривающей раздельный сбор, регулярный вывоз и обезвреживание, а также выполнении мероприятия по передаче отходов сторонним организациям, осуществляющим переработку, утилизацию, безопасное их удаление. Конечной целью при обращении с отходами, образующимися на предприятии, в результате внедрения программы управления отходами производства и потребления на предприятии должна стать – улучшение качества состояния окружающей среды. Предприятие не планирует получение какой-либо финансовой выгоды при передаче отходов производства и потребления сторонним организациям.

# ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

## ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

**Наименование объекта:** контрактная территория №1057, 4671 ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ».

**Месторасположение объекта:** Республика Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский район, контрактная территория №1057, 4671.

**Характеристика объекта:**

ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» работает на основании свидетельства о регистрации юридического лица БИН 181140010632 от 09.11.2018г. зарегистрированное отделом регистрации прав на недвижимое имущество и юридических лиц филиала некоммерческого акционерного общества «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по Кызылординской области.

Основным видом деятельности предприятия является добыча углеводородного сырья.

В связи с введением 29 июня 2018 года в действие Кодекса РК «О недрах и недропользовании» от 27 декабря 2017 г. № 125-VI, в соответствии с пунктом 2 статьи 49 которого Оператором по контракту на недропользование не может быть назначено лицо, являющееся недропользователем по соответствующему контракту, в соответствии с Соглашением об осуществлении функции оператора от 26.12.2018 г., заключенным между ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг», ТОО «Кольжан», ТОО «SSM-Ойл» и АО «ПККР» и на основании уведомления Министерства энергетики РК исх. №31/КО от 14.01.2019 г., ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» назначено оператором в сфере недропользования по контракту № 1057 от 11 декабря 2002 года на разведку углеводородного сырья (далее – Контракт №1057) и контракту на добычу углеводородов на месторождении Западный Тузколь Кызылординской области Республики Казахстан №4671-УВС-МЭ от 06.12.2018 года, заключенному между Министерством энергетики Республики Казахстан, ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Учредителями ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» по контрактной территории №1057 (месторождения Тузколь - Белькудук, Северный Кетеказган, Жанбырши), №4671 (месторождения Западный Тузколь) является ТОО «Кольжан» и ТОО «SSM-Ойл».

Месторождение Западный Тузколь контрактной территории №4671 входит в состав добычи и разведки углеводородного сырья в пределах блоков ХХХ-38-D (частично), Е, F ХХХ-39-D, Е (частично), F, ХХХ-40-D (частично), ХХХI -38-B (частично), С (частично), ХХХI -39-A, расположенных в Сырдарьинском районе, Кызылординской области.

В географическом отношении структура контрактной территории №1057, 4671 занимает южную часть Тургайской впадины. Площадь геологического отвода составляет 2151,23 км<sup>2</sup>.

Ближайшими населенными пунктами являются: г. Кызылорда (к югу 110 км), ж.д. станция Теренозек (к юго-западу 100 км) и нефтепромысел Кумколь (к северу 80 км).

На юго-западном направлении от месторождения есть выход на экспортный маршрут по железной дороге через ст. Жосалы, где имеется нефтеналивной терминал.

Южно-Торгайскую группу месторождений с железнодорожным терминалом на станции Жосалы соединяет также нефтепровод Кызылкия-Арысқум-Кумколь, протяженностью 177 км.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь. Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

**Площадь контрактной территории** №1057 и №4671 составляет 215123 га, из них согласно Постановления Сырдарьинского Акима об аренде земельных участков площадь используемых земель составляет:

- месторождение Западный Тузколь - 10853,83 га;
- месторождение Тузколь - 175,7181 га;
- месторождение Кетеказган - 1613,73 га;
- месторождение Жанбыршы - 24,8563;

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

- месторождение Белькудук - 24,8164 га.

Для осуществления деятельности по управлению отходами ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» (далее –ТОО ТМГО) имеет земельный участок на праве временного возмездного землепользования (аренды) площадью 15,0 га на месторождении «Западный Тузколь».

Из 15,0 га только 7,7 гектаров занимает сам "Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов", остальная территория хранится для перспективы, а по нижней части осевой дороги 270 метров составляет подъездная дорога.

Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов предназначена для обеспечения утилизации отходов производства и потребления ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» и ТОО «Кольжан» на месторождении «Западный Тузколь». Своевременное удаление производственных и твердых бытовых отходов обеспечивает санитарную очистку месторождения и создает необходимые санитарно-экологические условия существования персонала. Для нейтрализации опасности объекта предусмотрены защитные устройства, которые препятствуют проникновению в окружающую среду загрязняющих веществ. Их наличие является определяющим, для появления у объекта природоохранных функций.

Основными природоохранными функциями "Участка сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов" (далее - Участок) являются:

- предотвращение проникновения загрязняющих веществ вместе со стоками Участка в грунтовые и поверхностные воды;

-защита от загрязнения атмосферного воздуха пылегазовыми выбросами и различными продуктами горения ТБО;

-защита местности, окружающей Участка от неприятных запахов и от разноса ветром лёгких фракций мусора;

-предотвращение распространения насекомых, болезнетворных микроорганизмов и грызунов.

В состав "Участка сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь" входят следующие сооружения:

-Карта для временного складирования нефтяных шламов – 1ед.;

-Карта для временного складирования замазученного грунта- 1ед.;

-Карта для временного складирования отработанных буровых шламов - 1ед.;

-Накопитель для отстаивания отработанных буровых растворов- 1ед.;

-Накопитель для отстаивания буровых сточных вод- 1ед.;

-Площадка для приема отработанного масла- 1ед.;

-Площадка для приема отходов из текстиля, ветошь и медицинские отходы - 1ед.;

-Площадка контейнера для приема люминесцентных ртутных ламп - 1ед.;

-Накопитель для смешивания продуктов на переработку - 1ед.;

-Площадка термодеструкционной установки Фактор-2000-ОС;

-Площадка термодеструкционной установки Фактор-2000ЖДТ;

-Площадка инсинератора «Brener-1000»;

-Зона выгрузки отожженного шлама и продуктов грунтов;

-Карта для хранения отожженного шлама и грунтов – 3ед.;

-Карта для временного хранения строительного мусора – 1ед.;

-Площадка для мусорных контейнеров – 1ед.;

-Площадка для сбора бытовых отходов – 1ед.;

-Площадка для сбора пластиковых отходов – 1ед.;

-Площадка для сбора металлических и пластиковых тар из под химреагентов – 1ед.;

-Площадка для приема металлолома – 1ед.;

-Площадка ДЭС – 2ед.;

-Емкость дизельного топлива – 2ед.;

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

---

- Автомобильные весы – 1ед.;
- Дезинфицирующая ванна – 1ед.;
- Наблюдательная скважина – 4ед.;
- Пруд-испаритель сточных вод – 1ед.;
- Емкость для технической воды – 1ед.;
- Площадка резерва грунта;
- Помещения для обслуживающего персонала из контейнера – 1ед.;
- Операторная из контейнера – 1ед.;
- Контрольно-пропускной пункт- 1ед.;
- Надворный туалет на одно очко – 1ед.;
- Обустроенный септик – 1ед.

Режим работы оборудования: ТДУ Фактор-2000-ОС, ТДУ Фактор–2000-ЖДТ и инсинератора «Vrener-1000» 12 час/сутки, 12 месяцев в году.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ  
ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ**

Для оценки негативного воздействия и разработки необходимых мероприятий, направленных на минимизацию негативного воздействия отходов, образующихся при строительстве и эксплуатации объектов, обустройства месторождений контрактных территорий №1057 и №4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на окружающую среду, ставятся и решаются следующие задачи:

- анализ основных технологических процессов, регламентных работ в период строительства и эксплуатации объектов обустройства месторождения с целью выявления источников образования отходов;
- определение номенклатуры отходов производства и потребления при строительстве и эксплуатации объектов обустройства месторождения;
- оценка количества образования отходов;
- классификация отходов по степени опасности по отношению к окружающей среде;
- подготовка экологически обоснованных рекомендаций по организации и обустройству площадок накопления отходов;
- принятие экологически обоснованных решений по порядку обращения с отходами.

Одной из наиболее острых экологических проблем в настоящее время является загрязнение окружающей природной среды отходами производства и потребления. Отходы являются источником загрязнения атмосферного воздуха, подземных и поверхностных вод, почв и растительности.

В окружающей среде отходы выступают, с одной стороны, как загрязнения, занимающие определенное пространство или оказывающие негативное воздействие на другие живые и неживые объекты субстанции, а с другой стороны, в качестве материальных ресурсов для возможного использования непосредственно после образования, либо соответствующей переработки.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, проводится политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды.

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан, законодательными и нормативно-правовыми актами в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения. Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль их сбора, хранения, утилизации и обезвреживания.

В процессе производственной деятельности образуются определенное количество отходов производства и потребления, которые могут оказывать негативное влияние на компоненты природной среды: воздушную и водную среду, почвенный покров. Все отходы производства и потребления по мере их образования вывозятся на собственный "Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь" (далее - Участок) ТОО ТМГО.

Виды и объемы образования отходов:

Твердо-бытовые отходы

Твердо-бытовые отходы представлены пластиковыми емкостями, упаковочными материалами, бумагой, бытовым мусором, сметам из офисного помещения, производственных помещений и прилегающих к ним территорий и т.д. Включают пищевые отходы. По мере накопления они вывозятся на собственный Участок.

Промасленная ветошь

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

Промасленная ветошь образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала. Меры предосторожности при обращении с отходами:

- хранение в строго отведённых местах;
- соблюдение мер противопожарной безопасности;
- при возгорании применяют распыленную воду или пену.

Промасленная ветошь по мере их образования вывозятся на собственный Участок.

### Отработанные масла

Отработанные масла образуются при ремонте оборудования и эксплуатации дизельных генераторов. Состав данного отхода следующий. Основная масса его представлена углеводородами - 97,95 %; механических примесей - 1,02 %; присадок - 1,03%. Реквизиты отгрузки: на собственный Участок.

Территории мест сбора отработанных масел содержатся в чистоте. Они укомплектовываются противопожарным инвентарем, снабжаются надписью: «Огнеопасно».

### Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов образуются при ведении сварочных работ. Химический состав: Fe, токсичные компоненты отсутствуют. По мере образования отходы автотранспортом вывозятся на собственный Участок и далее передаются сторонним организациям на переработку.

### Металлолом

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

По мере образования отходы автотранспортом вывозятся на собственный Участок и далее передаются сторонним организациям на переработку.

### Буровой шлам

При проходке скважин образуется выбуренная порода - буровой шлам. Согласно результатам анализов проб бурового шлама, токсичные компоненты в данном отходе отсутствуют. Буровой шлам не пожароопасен. В обычных условиях он химически неактивен. Ограничения по транспортированию отходов отсутствуют. Буровой шлам по мере образования вывозится на собственный Участок.

Отработанный буровой раствор (ОБР) - один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. ОБР вывозится на собственный Участок, для дальнейшего обезвреживания и утилизации. Буровые сточные воды отстаиваются на карте производственных стоков, далее повторно используется для технических нужд, либо для приготовления буровых растворов и растворов реагентов. Специфика проводимых работ не предусматривает каких-либо очистных сооружений, за исключением метода отстаивания от механических твердых примесей. После осветления, отстоявшаяся вода будет использоваться повторно для приготовления бурового раствора.

### Отработанные люминесцентные лампы

Для освещения объектов месторождения и территории рабочих участков, вахтового поселка используется люминесцентные лампы.

Ртутьсодержащие лампы образуются при замене вышедших из строя светильников, вследствие истечения ресурса времени работы. Состав: ртуть, стекло, и др. компоненты.

Отходы по мере образования вывозятся на собственный Участок, где хранятся в

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

герметичных контейнерах и далее передаются специализированным организациям на демеркуризацию.

### Медицинские отходы

Медицинские отходы образуются при оказании экстренной помощи пострадавшим или в процессе лечения больных сотрудников вахтового поселка. Состоят из остатков лекарственных препаратов, грязных бинтов, разовых шприцев и т.д. По мере образования в герметичных контейнерах вывозятся на собственный Участок.

### Тара из-под химических реагентов

Отработанная тара представлена бочками, мешками из-под химических реагентов. По мере образования вывозятся на собственный Участок и далее специализированным предприятиям для дальнейшей утилизации.

### Строительные отходы

Строительные отходы образуются при разбивке бетона. Включают обломки, куски, пыль. Отходы не токсичные. После разбивки бетонных оснований они вывозятся на собственный Участок.

### Пластиковые отходы

Пластиковые отходы - пластиковые бутылки, контейнеры из-под продуктов, одноразовые вилки и ложки, стаканчики и полиэтиленовые пакеты образуются при жизнедеятельности персонала на контрактной территории ТОО ТМГО. По мере образования отходы передаются на утилизацию на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь».

Отработанная бытовая и оргтехника представлены следующим перечнем: мониторы компьютерные жидкокристаллические, утратившие потребительские свойства в сборе; системный блок компьютера; клавиатура, манипулятор "мышь" с соединительными проводами, картриджи печатающих устройств с содержанием тонера менее 7 % отработанные. По мере образования данные отходы передаются на утилизацию спец. предприятиям.

Из карт временного складирования грунтов, пропитанных нефтью и мазутом, отработанного бурового раствора, бурового шлама, нефтешлама, ТБО и отработанных масел отходы отправляются в накопитель для смешивания продуктов на переработку. Затем поступают в термодеструкционные установки Фактор-2000-ОС и Фактор-2000-ЖДТ для обезвреживания.

Из площадки временного складирования бытовых и пищевых отходов, полимеров этилена, поношенной одежды и других поношенных текстильных изделий, отходов производства и приготовления фармацевтической продукции отходы отправляются на инсинератор BRENER-1000 для обезвреживания.

Отожженный шлам из установок складировается на карты для хранения отожженного шлама и грунтов.

В целях обеспечения постепенного уменьшения объемов отходов и повторного использования отходов на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении «Западный Тузколь» осуществляется нижеследующее:

- *отработанные буровые растворы* (ОБР) собираются в накопителе для отстаивания отработанных буровых растворов. После отстаивания жидкая фаза ОБР откачивается насосом для повторного использования в процессе приготовления бурового раствора, а твердая фаза ОБР после сушки утилизируются на установках ТДУ Фактор - 2000;

- *буровые сточные воды* собираются в накопитель для отстаивания буровых сточных вод, а затем повторно используются для приготовления бурового раствора.

- *шлам при проведении интенсификации притока нефти* собираются в металлических контейнерах для отстаивания кислотных растворов. После отстаивания жидкая фаза повторно используется для интенсификации притока нефти в скважинах, а твердая фаза утилизируется на установках ТДУ Фактор - 2000.

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

*Строительные отходы* временно размещаются на карте для строительного мусора, затем передается на утилизацию специализированным сторонним организациям на утилизацию.

*Отработанные ртутьсодержащие лампы, металлолом и огарки сварочных электродов, металлические и пластиковые бочки из-под химических реагентов, пластиковые бутылки, отработанная бытовая и оргтехника* передаются на переработку специализированным сторонним организациям по договору на тендерной основе.

Таким образом, на предприятии ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» система управления отходами включает следующие этапы технологического цикла отходов:

- раздельный сбор с целью оптимизации дальнейших способов удаления;
- идентификация образующихся отходов;
- накопление и вывоз на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов»;
- хранение в маркированных контейнерах для каждого вида отходов;
- транспортировка на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» с регистрацией движения всех отходов;
- переработка отходов на установках ТДУ Фактор-2000-ОС и ТДУ Фактор-2000-ЖДТ;
- переработка отходов на установке Инсинератор «Brener-1000»;
- передача отходов, не подлежащих переработке на ТДУ Фактор-2000-ОС, ТДУ Фактор-2000-ЖДТ и Инсинератор «Brener-1000» передаются специализированным организациям по договору на тендерной основе.

Предприятием предусмотрено обращение с отходами производства и потребления в соответствии с требованиями Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» утвержденных приказом Министром здравоохранения РК от 23.04.2018г. №187, а также экологических требований, закрепленных в законодательных и нормативных актах, действующих в Республике Казахстан.



Рисунок №2 Месторождение «Кетеказган»

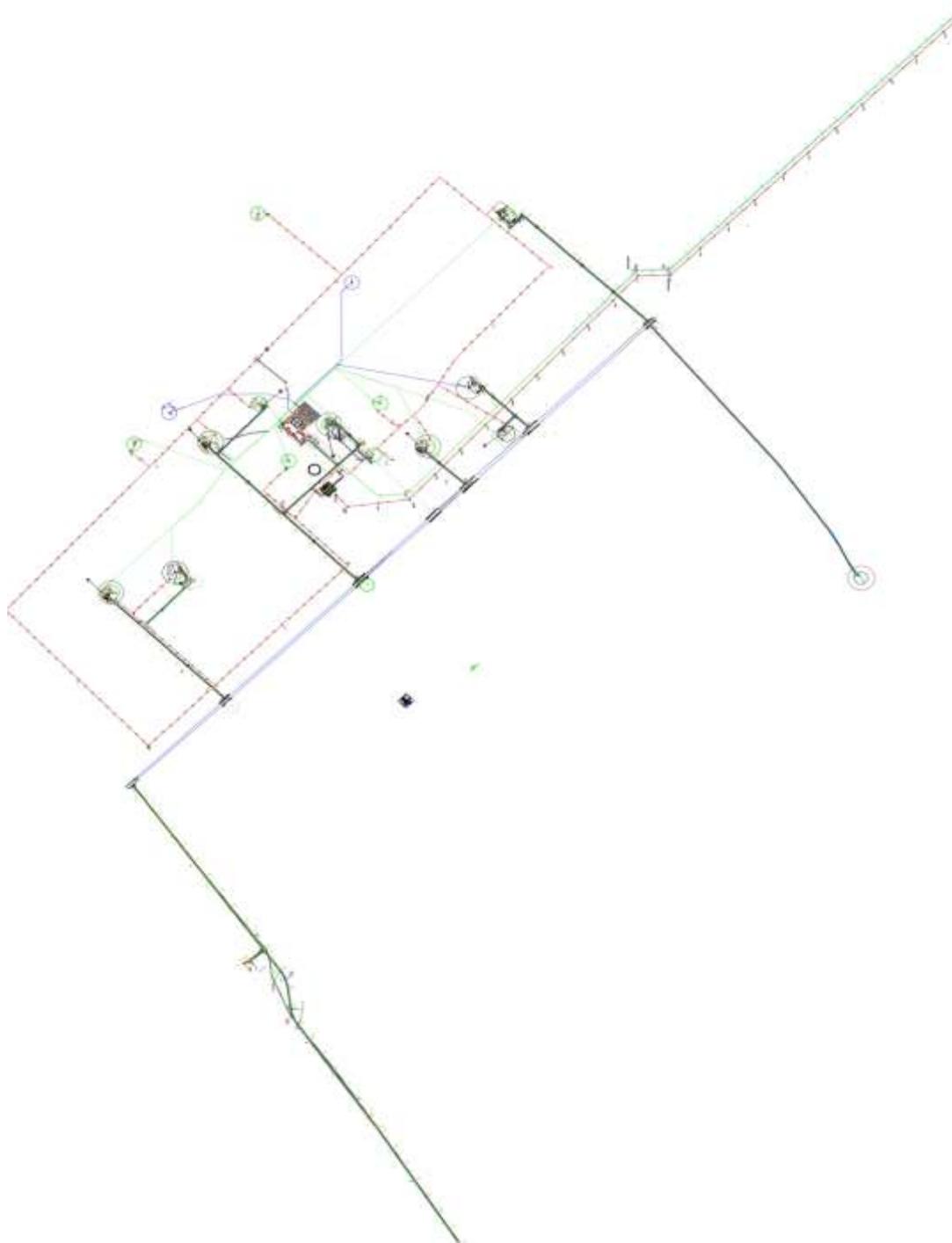
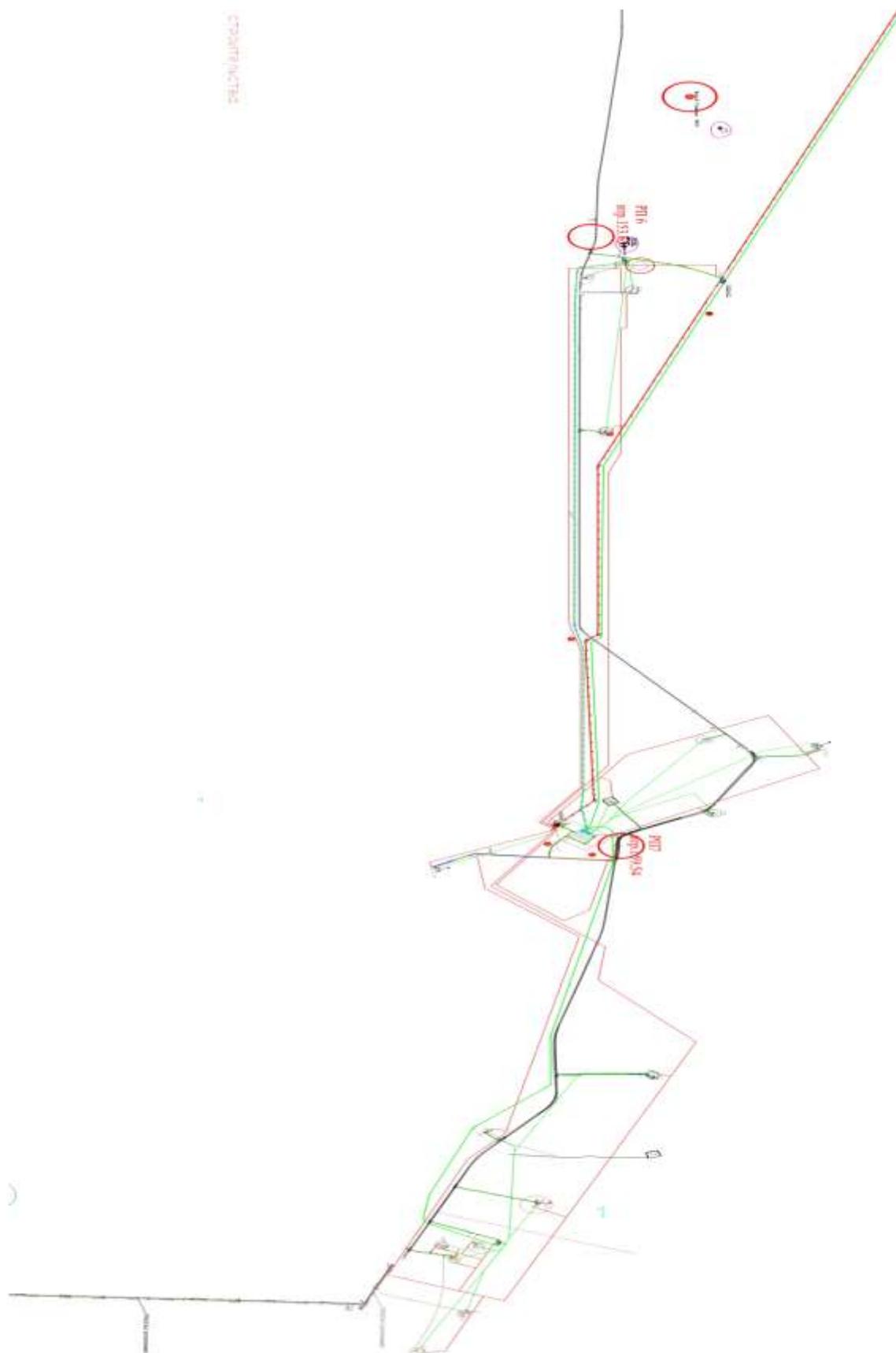


Рисунок №3 Месторождение «Тузколь»



## **2. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО ПОЛОЖЕНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ**

Основной производственной деятельностью Компании на Контрактной территории является добыча углеводородов.

С момента образования предприятие стремится работать без происшествий и защищать окружающую среду.

Отходы, образуемые в процессе работы предприятия, временно накапливаются в местах временного хранения, в специально оборудованных местах.

Принята отдельная система сбора отходов.

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

Рассматриваемые отходы производства и потребления, кроме вскрышных пород, относятся к опасным или не опасным отходам. Отдельные виды отходов в классификатор отходов могут быть определены одновременно как опасные и неопасные с присвоением различных кодов ("зеркальные" виды отходов) в зависимости от уровней концентрации содержащихся в них опасных веществ или степени влияния опасных характеристик вида отходов на жизнь и (или) здоровье людей и окружающую среду.

В соответствии с результатами инвентаризации на предприятии образуются следующие виды отходов производства и потребления:

***На контрактной территории №4671 образуются следующие производственные и бытовые отходы:***

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- нефтешлам;
- промасленные отходы (ветошь);
- металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов;
- отработанное масло;
- медицинские отходы;
- отработанные ртутьсодержащие лампы;
- лом чёрных металлов;
- лом цветных металлов;
- огарки сварочных электродов;
- тары металлические из-под химреагентов;
- тары пластиковые из-под химреагентов;
- замазученный грунт;
- твердые бытовые (коммунальные) отходы – ТБО;
- строительные отходы (строительный мусор).
- пластиковые отходы;
- отработанная бытовая и оргтехника;
- шлам при проведении интенсификации притока нефти;
- обезвреженные отходы (отожженный грунт).

***на контрактной территории №1057 образуются следующие производственные и бытовые отходы:***

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- нефтешлам;
- промасленные отходы (ветошь);
- металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов;
- отработанное масло;

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

- медицинские отходы;
- отработанные ртутьсодержащие лампы;
- лом чёрных металлов;
- лом цветных металлов;
- огарки сварочных электродов;
- тары металлические из-под химреагентов;
- тары пластиковые из-под химреагентов;
- замазученный грунт;
- твердые бытовые (коммунальные) отходы – ТБО;
- строительные отходы (строительный мусор);
- пластиковые отходы;
- отработанная бытовая и оргтехника;
- шлам при проведении интенсификации притока нефти.

На территории предприятия выделены специальные площадки для размещения контейнеров для сбора мусора и отходов с подъездами для транспорта. Площадки оборудованы водонепроницаемыми покрытиями (асфальтированные бетонные площадки, бетонные помосты) и имеет сплошное ограждение с трех сторон.

Ртутьсодержащие лампы. Образуются вследствие истощения ресурса времени работы. После эксплуатации отработанные ртутьсодержащие люминесцентные лампы хранятся в отдельно отведенном помещении в железном ящике, по мере накопления ящика передаются в специализированные организации на тендерной основе.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 90 дней.

Согласно Классификатору отходов №314 от 6 августа 2021 года отработанные люминесцентные лампы относятся к опасным и имеют код: 200121\*.

Медицинские отходы. Состав медицинских отходов, образующихся в медпункте: медицинские шприцы и системы – 50-70%, вата и бинты – 20-40%. Вывозится на площадку для приема отходов из текстиля, ветоши и медицинских отходов «Участок сбора, временного хранения и утилизации отходов» м/р Западный Тузколь. Медицинские отходы хранятся в специальном помещении оборудованное вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, холодильным оборудованием для хранения биологических отходов (при их наличии), стеллажами, весами, контейнерами (гофрированные картонные коробки, количество 12 шт, объем емкости - 5 л.) для сбора пакетов с медицинскими отходами.

Срок хранения отхода не более - 3 суток (в соответствии "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам здравоохранения" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 31 мая 2017 года № 357). По мере накопления медицинские отходы вывозятся и утилизируются специализированными организациями на тендерной основе, либо обезвреживается на термодеструкционной установке.

Согласно Классификатору отходов мед.отходы относятся к опасным и имеют код: 180103\*.

Замазученные грунты. Образуется вследствие проливов мазута при перекачке его в резервуары и засыпке его песком, а также после очистки площадей территорий промыслов от аварийных разливов нефти вдоль осевых, сточных коллекторов, при сборе и транспортировке нефтепродуктов. Состав (%): песок - 35-45; грунт - 35-45; мазут - до 30. Влажность - 15-90%. В условиях образования химически неактивен, пожароопасен.

Замазученный грунт утилизируется на установке Фактор ТДУ-2000-ЖДТ и Фактор ТДУ-2000-ОС.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 90 дней.

Согласно Классификатору отходов замазученные грунты относятся к опасным отходам и имеют код: 170503\*.

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

Нефтешлам. Нефтяной шлам образуется при периодических зачистках мазутных баков и резервуаров, а также образуются в виде донного осадка при добыче и подготовке нефти, при хранении нефти в хранилищах. Плотность 1,07-1,40 т/м<sup>3</sup>. Нефтяной шлам с мест образования направляется на «Участок сбора, временного хранения, утилизации отходов». Далее нефтяной шлам утилизируется на установке Фактор ТДУ-2000-ЖДТ и Фактор ТДУ-2000-ОС.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 90 дней.

Согласно Классификатору отходов нефтешлам относятся к опасным отходам и имеют код: 050103\*.

Шлам при проведении интенсификации притока нефти собираются в металлических контейнерах для отстаивания кислотных растворов. После отстаивания жидкая фаза откачивается насосом для повторного использования в процессе интенсификации притока нефти в скважинах, а твердая фаза шлама после сушки утилизируются на установке Фактор ТДУ-2000-ЖДТ и Фактор ТДУ-2000-ОС.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 90 дней.

Согласно Классификатору отходов шлам при проведении интенсификации притока нефти относятся к опасным отходам и имеют код: 010505\*.

Отработанные масла. Образуются после истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества при использовании в ДЭС, компрессоров, насосов. С мест образования отработанные масла в 200 литровых бочках доставляются на утилизацию в «Участок сбора, временного хранения и утилизации отходов. Далее отработанное масло утилизируется на установке Фактор ТДУ-2000-ЖДТ и Фактор ТДУ-2000-ОС.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 90 дней.

Согласно Классификатору отходов отработанные масла относятся к опасным отходам и имеют код: 130208\*.

Промасленная ветошь. Образуется при работе металлорежущих станков и обслуживании дизельных генераторов и спецтехники при строительных работах. Сбор промасленной ветоши осуществляется на производственных участках, в цехах и подразделениях в металлические контейнера с крышкой. Вывоз отхода осуществляется по мере его накопления. Далее утилизируется на установке Инсинератор «Brener-1000».

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 3 дня.

Согласно Классификатору отходов промасленная ветошь относятся к опасным отходам и имеют код: 150202\*.

Металлолом черных металлов и металлолом цветных металлов. Образуется при проведении ремонтных работ на нефтепромысле, а также истечением срока службы инструментов, оборудовании и установок. Накопление и хранение отходов осуществляется на площадке временного хранения строительных отходов находящейся на «Участке сбора, временного хранения, утилизации отходов». Металлолом является сырьем (товаром) и реализуется на товарной бирже. Передается на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 30 дней.

Согласно Классификатору отходов лом черных, цветных металлов относится к неопасным отходам и имеет код: 120101 и 120103.

Огарки сварочных электродов. Образуются при проведении сварочных работах. Накопление и хранение отходов осуществляется в металлических контейнерах объемом 1 м<sup>3</sup> на территории «Участка сбора, временного хранения, утилизации отходов». Передается на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе.

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 30 дней.

Согласно Классификатору отходов огарки сварочных электродов относятся к неопасным отходам и имеют код: 120113.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Образуется при проведении спускоподъемных операций, когда промывочная жидкость вытекает из поднятой над столом ротора свечи; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Утилизируется на установке Фактор ТДУ-2000-ЖДТ и Фактор ТДУ-2000-ОС, далее обезвреженный грунт используется при строительстве внутривидовых дорог.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь – 180 дней.

Отработанный буровой раствор (ОБР). Образуются при технологическом процессе строительства нефтяных и газовых скважин. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя рН и минерализации жидкой фазы. Утилизируется на установке Фактор ТДУ-2000-ЖДТ и Фактор ТДУ-2000-ОС, далее обезвреженный грунт используется при строительстве внутривидовых дорог.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 180 дней.

Согласно Классификатору отходов вышеуказанные отходы бурения являются опасными отходами и имеют коды:

Буровой шлам – 010505\*;

Отработанный буровой раствор – 010506\*;

Тара из-под химических реагентов (металлические и пластиковые бочки) образуется при использовании химреактивов. Накопление и хранение использованных тар происходит на специальной площадке площадью 15×6,0 м на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 90 дней. Далее тары из-под хим. реагентов передаются на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе.

Согласно Классификатору отходов тары из-под хим.реагентов относятся к опасным отходам и имеют код: 150110\*.

Металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов образуется при проведении антикоррозийных работ на оборудовании на производственных объектах промыслов, а также текущем ремонте зданий и сооружений в вахтовых поселках, строительных работах на новых объектах. Временное хранение отхода осуществляется на контейнерной площадке ТБО в металлических контейнерах на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 90 дней. По мере накопления вывозится на утилизацию осуществляется специализированной организацией.

Согласно Классификатору отходов тары из-под ЛКМ относятся к опасным отходам и имеют коды: 080111\*.

Строительные отходы (строительный мусор) образуются при проведении строительных работ на планируемых новых объектах. Строительные отходы собираются на карте временного хранения строительных отходов на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь.

Срок временного хранения отхода - 90 дней. Вывоз строительного отхода на утилизацию осуществляется специализированной организацией на тендерной основе.

Согласно Классификатору отходов строительные отходы относятся к неопасным отходам и имеют код: 170904.

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

Обезвреженные отходы – отходы, образованные путем термообработки: буровых шламов, нефтешлама, грунтов, пропитанные нефтью и мазутом, отработанных масел, промасленной ветоши, ТБО и медицинских отходов на установках ТДУ Фактор-2000-ОС, Фактор-2000-ЖДТ и на инсинераторе Breneg – 1000, временно размещенные на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов Западный Тузколь», в результате чего образуется отоженный грунт 4-го класса опасности, состоящий на 58,1% из остатков бурового шлама, на 18,8% – из остатков замазученного грунта, на 16,2% из остатков нефтешлама, на 6,9% - из остатков ТБО. Этот продукт будет храниться на картах для отоженного бурового шлама и используется для заполнения наземных выработок при рекультивации карьеров и при строительстве внутрипромысловых дорог.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 180 дней.

Согласно Классификатору отходов обезвреженные отходы относятся к неопасным отходам и имеют код: 100199.

Твердые бытовые отходы (ТБО) образуются в процессе жизнедеятельности персонала. Представлены офисными и пищевыми отходами и сметом с территории предприятия. ТБО складироваться в металлических раздвижных контейнерах типа «краб» объемом 3,6 м<sup>3</sup> – 12 шт. и металлических контейнерах с крышкой объемом 1 м<sup>3</sup> – 9 шт. Вывоз отхода осуществляется по мере его образования на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь.

Срок временного хранения отхода на Участке в холодное время года (при температуре - 0 °С и ниже) – 3 суток, в теплое время (при плюсовой температуре) сутки.

Согласно Классификатору отходов ТБО относятся к неопасным и имеют коды:

Пищевые отходы – 200108;

Смешанные коммунальные отходы - 200301.

Пластиковые отходы

Пластиковые отходы - пластиковые бутылки, контейнеры из-под продуктов, одноразовые вилки и ложки, стаканчики и полиэтиленовые пакеты образуются при жизнедеятельности персонала на контрактной территории ТОО ТМГО. По мере образования отходы передается на утилизацию на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь».

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 180 дней.

Согласно Классификатору отходов обезвреженные отходы относятся к неопасным отходам и имеют код: 200139.

Отработанная бытовая и оргтехника представлены следующим перечнем: мониторы компьютерные жидкокристаллические, утратившие потребительские свойства в сборе; системный блок компьютера; клавиатура, манипулятор "мышь" с соединительными проводами, картриджи печатающих устройств с содержанием тонера менее 7 % отработанные. По мере образования данные отходы передается на утилизацию спец. предприятиям.

Срок временного хранения на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на месторождений Западный Тузколь - 180 дней.

Согласно Классификатору отходов обезвреженные отходы относятся к неопасным отходам и имеют код: 200136.

### **3. Цели, задачи и целевые показатели**

Стратегической целью Компании является снижение воздействия на окружающую среду и обеспечение безопасных и здоровых условий труда для работников с целью предотвращения производственных травм и ущерба здоровью при разработке и освоении нефтегазоконденсатных месторождений на территории Республики Казахстан.

Компания обеспечивает эффективное управление деятельностью в области охраны окружающей среды путем применения передовых технологий и современных методов управления, а также обязуется выполнять законодательные, нормативные и иные требования, применимые к деятельности Компании в области охраны окружающей среды.

Компания осуществляет свою деятельность, основываясь на базовых принципах непрерывного улучшения, путем:

- защиты окружающей среды, включая предотвращение загрязнения;
- устранения опасностей и снижения рисков в области охраны здоровья и безопасности труда;
- проведения консультаций и участия работников по вопросам охраны окружающей среды, охраны здоровья и безопасности труда;
- дальнейшего совершенствования корпоративной культуры, способствующей повышению производственной культуры, экологического образования и персональной ответственности за выполнением требований по безопасности и охране труда.

Каждый сотрудник Компании осознает свои задачи, полномочия и ответственность в области охраны окружающей среды, охраны здоровья и безопасности труда.

Производственная деятельность Компании, так или иначе, оказывает определенное воздействие на компоненты окружающей среды.

Основной целью в области охраны окружающей среды Компания видит в эффективном управлении и минимизации воздействия своей производственной деятельности на окружающую среду, и ее сохранении на благо нынешнего и будущего поколений. Для решения поставленной цели, в том числе в части постепенного сокращения объемов и (или) уровня опасных свойств накопленных и образуемых отходов, Компанией разработана настоящая Программа.

Для решения поставленной цели, Компания посредством Программы ставит перед собой следующие задачи:

- 1) получение информации для принятия решений в отношении целевых показателей качества окружающей среды и инструментов регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму воздействия производственных процессов Компании на окружающую среду и здоровье человека;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации.

#### **4. Основные направления, пути достижения поставленной цели и соответствующие меры**

Программа предназначена для снижения негативного влияния отходов, образующихся в ходе деятельности предприятия на природную среду районов расположения производственных объектов предприятия.

Ожидаемые результаты от реализации Программы:

- ✓ снижение негативного влияния отходов на окружающую среду.
- ✓ внедрение системы контроля и объективного учета отходов.

Предотвращение или минимизация образования отходов занимает первое место в политике управления отходами ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг». Данный подход позволяет экономить средства на проведение мероприятий по обращению с отходами, а также приводит к повышению производительности и снижению удельного использования ресурсов. Снижение количества отходов может быть достигнуто за счет переориентирования производства и потребления на продукцию и упаковку, приводящую к образованию меньшего количества отходов (например, пропаганда многократного использования продукции, мотивирование к снижению количества упаковки и т.п.).

Повторное использование - наиболее приемлемая технология. Вторичное использование подразумевает повторное использование обезвреженных производственных отходов.

ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» имеет собственный стандарт организации и сертификат на грунт техногенный, полученный путем обезвреживания производственных отходов, которые могут быть использованы в качестве строительного материала при строительстве дорог, для рекультивации нарушенных земель и для технической рекультивации отработанной части карьеров.

Сырьем для техногенного грунта являются производственные отходы, образованные на нефтепромысле ТОО «ТМГО».

В настоящее время Компания нацелена на снижение количества отходов и обеспечение того, что произведенные отходы используются и обезвреживаются способами, не приводящими к деградации окружающей среды.

#### **Планируемые объемы образуемых отходов и управление отходами на предприятии на 2021-2023 годы.**

Технология переработки отходов на термодеструкционной установках Фактор 2000-ОС, Фактор2000-ЖДТ и на инсинераторе Brenner – 1000 позволяет понизить уровень опасности и исходные объемы образующихся отходов, часть отходов сгорает полностью:

Грунты, пропитанные мазутом	сгорает 30%
Отработанный буровой шлам	сгорает 7%
Шлам при проведении интенсификации притока нефти	сгорает 7%
Нефтешлам	сгорает 74%
Твердо-бытовые отходы	сгорает 89%
Отработанные масла	сгорает 100%
Полимеров этилена	сгорает 100%
Поношенная одежда, ветошь	сгорает 100%.

Таким образом, большая часть образованных отходов обезвреживается на Участке на установках Фактор 2000-ОС, Фактор 2000-ЖДТ и инсинераторе Brenner–1000 в результате чего образуется отожженный/обезвреженный грунт, состоящий на 58,1% из остатков бурового шлама, на 18,8% – из остатков замазученного грунта, на 16,2% из остатков нефтешлама, на 6,9% - из остатков ТБО.

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

Этот продукт будет храниться на картах для отожденного грунта и используется на заполнение наземных выработок при рекультивации карьеров и на строительство дорог.

На ТДУ Фактор 2000-ОС и Фактор ТДУ2000-ЖДТ поступают буровые шламы, нефтешламы, замазученные грунты, шлам при проведении интенсификации притока нефти, отработанное масло, промасленная ветошь, отработанные буровые растворы.

Буровые сточные воды поступают в карту производственных сточных вод, далее после отстаивания используется повторно.

ТБО и медицинские отходы обезвреживаются на Инсинераторе «Brenner 1000».

Строительные отходы, отработанные ртутьсодержащие лампы, лом черных металлов с огарками сварочных электродов, металлическая и пластиковая тара передаются специализированным организациям по договорам.

Общий объем планируемого объема накопления (временного хранения) отходов на 2021 год – 26901,9904 т/год, на 2022-2023 годы- 28779,1564 т/год.

Таким образом, общее количество отходов в каждом проектных годах не превышает накопительных емкостей Участка утилизации отходов, предназначенных для временного складирования отходов (50000 т/год).

Все объекты Участка утилизации отходов выполнены с максимальным обеспечением экологической безопасности и предусматривают защиту от инфильтрации загрязненных атмосферных осадков и выдувания отходов, площадка Участка также тщательно спланирована и организована: территория Участка для производственных и твердых бытовых отходов огораживается колючей проволокой высотой 2,4 м; на Участке по его периметру, начиная от ограждения, последовательно размещаются кольцевое обвалование высотой 1,5 м; кольцевая автодорога с усовершенствованным капитальным покрытием и въездами на карты; ливне отводные лотки вдоль дороги.

Для перехвата дождевых и паводковых вод с вышерасположенных земельных массивов по границе участка с трех сторон имеется водоотводная канава, а также предусмотрено дренажные колодцы на ж/бетонных лотках, контрольные скважины, место для накопления грунта.

На Участок ТОО ТМГО поступают отходы со следующих основных объектов:

- контрактная территория №4671 (все виды отходов производства и потребления);
- контрактная территория №1057 (все виды отходов производства и потребления);
- контрактная территория №3517 ТОО «Кольжан» (буровые отходы);
- подрядные организации, расположенные на КТ1057 и 4671 (ТБО).

Ниже приведены нормативы образования и передача сторонним организациям отходов производства и потребления предприятия по годам, рассчитанные согласно методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов от 22 июня 2021 года № 206.

ТОО «Кольжан» на договорной основе вывозит отходы бурения на "Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов" ТОО «ТМГО», образованных в процессе строительства эксплуатационных скважин.

Количество буровых отходов зависит от объема работ по бурению скважин.

Лимиты образования отходов производства и потребления ТОО ТМГО приведены в таблице 5.1.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**Лимиты образуемых отходов производства и потребления  
ТОО «ГузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2021-2023 годы**

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование отходов	Код отхода	Вид отхода	Количество отходов, т/год			Обращение с отходами
				На 2021 год	На 2022 год	На 2023 год	
1	Буровой шлам	010505*	опасный	9256,548	9399,174	9399,174	На сжигание на спец. оборудовании
2	Отработанный буровой раствор	010506*	опасный	9897,797	10147,716	10147,716	На сжигание на спец. оборудовании
3	Нефтешлам	050103*	опасный	220	220	220	На сжигание на спец. оборудовании
4	Замазученный грунт	170503*	опасный	358,464	358,464	358,464	На сжигание на спец. оборудовании
5	Шлам при проведении интенсификации притока нефти	010505*	опасный	847,67	778,94	778,94	На сжигание на спец. оборудовании
6	Промасленная ветошь	150202*	опасный	0,762	0,762	0,762	На сжигание на спец. оборудовании
7	Отработанные масла	130208*	опасный	14,057	14,057	14,057	На сжигание на спец. оборудовании
8	Медицинские отходы (отходы процедурного кабинета)	180103*	опасный	0,06	0,06	0,06	Передача сторонним организациям на утилизацию
9	Отработанные ртуть содержащие лампы	200121*	опасный	0,0174	0,0174	0,0174	Передача сторонним организациям на утилизацию
10	Металлическая тара с остатками хим. реагентов	150110*	опасный	12	12	12	Передача сторонним организациям на утилизацию
11	Полимерная тара с остатками хим. реагентов	150110*	опасный	4,5	4,5	4,5	Передача сторонним организациям на утилизацию
12	Тара из-под лакокрасочных материалов	080111*	опасный	1	1	1	Передача сторонним организациям на утилизацию
13	Твердые бытовые отходы	203001	неопасный	437,58	437,58	437,58	На сжигание на спец. оборудовании
14	Обезвреженные отходы	100199	неопасный	4445,532	5998,883	5998,883	Используется при строительстве

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

							внутрипромысловых дорог
15	Лом черных металлов	120101	неопасный	570	570	570	Передача сторонним организациям на утилизацию
16	Лом цветных металлов	120103	неопасный	570	570	570	Передача сторонним организациям на утилизацию
17	Пластиковые отходы	200139	неопасный	2	2	2	На сжигание на спец. оборудовании
18	Огарки сварочных электродов	120113*//2.7//С6+С22	неопасный	0,003	0,003	0,003	Передача сторонним организациям на утилизацию
19	Строительные отходы	170904	неопасный	244	244	244	Передача сторонним организациям на утилизацию
20	Отработанная бытовая и оргтехника	200136	неопасный	20	20	20	Передача сторонним организациям на утилизацию
<b>ИТОГО:</b>				<b>26901,9904</b>	<b>28779,1564</b>	<b>28779,1564</b>	

Примечание: Согласно Классификатору отходов №314 от 6 августа 2021 года код отходов, обозначенный знаком (\*) означает что отходы классифицируются как опасные отходы. Код отходов необозначенный вышеуказанным знаком означает, что отходы классифицируются как неопасные, при этом если данный отход имеет одно или более свойств опасных отходов согласно Приложению 1 и 2 Классификатора отходов. В отношении зеркальных отходов присваивается код, помеченный знаком (\*).

Не подлежащие к утилизации на Участке производственные отходы передаются сторонним организациям, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов.

### **НЕОБХОДИМЫЕ РЕСУРСЫ И ИСТОЧНИКИ ИХ ФИНАНСИРОВАНИЯ**

Источником финансирования мероприятий Программы по сбору, обезвреживанию, утилизации и передаче отходов сторонним организациям являются собственные средства предприятия.

На предприятии ответственность за сбор, накопление/временное хранение, учет и утилизацию отходов производства и потребления несет отдел ООС ТОО ТМГО.

### **5. План мероприятий по 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.

План мероприятий представлен в таблице 6.

**МЕРОПРИЯТИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СНИЖЕНИЕ НЕГАТИВНОГО  
ВЛИЯНИЯ ОБРАЗУЮЩИХСЯ ОТХОДОВ НА СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ  
СРЕДЫ ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ**

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- ✓ временное размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- ✓ максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- ✓ рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- ✓ закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- ✓ принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидких сырья и топлива;
- ✓ повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Методы сокращения объема отходов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

На ТОО «ТМГО» сокращение отходов выполняется за счет повторного использования обезвреженных отходов на строительство дорог и на техническую рекультивацию отработанных частей карьеров ОПИ, что составляет порядка 99 % от общего объема образования отходов.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**Таблица 10.**

**План мероприятий по реализации программы управления отходами ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2021-2023 годы.**

№ п/п	Мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственное лицо за исполнение	Срок исполнения	Предполагаемые расходы, тенге по годам	Источники финансирования
1.	Вывоз отходов производства и потребления, для обезвреживания на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» на м/р Западный Тузколь (далее - Участок утилизации отходов) и дальнейшей утилизации.	100% утилизация обезвреженных отходов производства.	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком.	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 500 000 2022г. – 500 000 2023г. – 500 000	Собственные средства предприятия
2	Обезвреживание отходов производства и потребления на установках ТДУ2000ОС, ТДУ2000ЖДТ и Инсинератор «Вренег».	100% утилизация обезвреженных отходов производства.	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком.	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 100 000 000 2022г. – 100 000 000 2023г. – 100 000 000	Собственные средства предприятия
	После проведения необходимых химических анализов - повторное использование обезвреженного грунта на строительство дорог и на рекультивацию отработанных части карьеров.	Утилизация отходов производства	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком.	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 120 000 2022г. – 120 000 2023г. – 120 000	Собственные средства предприятия
2.	Вывоз металлолома специализированными сторонними организациями с места временного складирования с "Участка утилизации отходов".	Утилизация отходов производства	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком.	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	-	На основе договора передается специализированным организациям на основе тарифа, установленного Заказчика
3.	Вывоз тар из-под хим.реагентов для переработки и утилизации специализированными сторонними организациями с "Участка утилизации отходов".	Утилизация отходов производства	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 1 000 000 2022г. – 1 000 000 2023г. – 1 000 000	Собственные средства предприятия

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

4	Вывоз строительных отходов, для переработки и утилизации специализированными сторонними организациями с «Участка утилизации отходов»	Утилизация отходов производства	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 500 000 2022г. – 500 000 2023г. – 500 000	Собственные средства предприятия
5	Вывоз пластиковых отходов (пластиковые посуды), для переработки и утилизации специализированными сторонними организациями с «Участка утилизации отходов»	Утилизация отходов производства	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	-	Передается специализированным организациям на безвозмездной основе
6	Вывоз отработанной бытовой и оргтехники, для переработки и утилизации специализированными сторонними организациями	Утилизация отходов производства	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 500 000 2022г. – 500 000 2023г. – 500 000	Собственные средства предприятия
4.	Вывоз с дальнейшей переработкой отработанных ламп. Место временного хранения, оборудованный специальный контейнер на Участке.	100% утилизация отходов	Акт выполненных работ, подписанный Заказчиком и Подрядчиком	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. –200 000 2022г. – 250 000 2022г. – 250 000	Собственные средства предприятия
5.	Проведение своевременной очистки территории объектов промысла	Предотвращение загрязнение ОС	Визуальный контроль отсутствия загрязнений ответственными лицами	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	Не требует финансовых затрат	Собственными силами
6.	Организация повторного использования буровых сточных вод.	100% повторное использование	Положительное решение вопроса повторного использования отходов производства	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	Не требует финансовых средств	Силами буровых компании
7.	Закрепление ответственных лиц за временное хранение отходов предприятия	Соблюдение мест временного хранения отходов производства и	Наглядность мониторинга управления отходами	Ответственный исполнитель назначенный директором	2021-2023гг.	Не требует финансовых средств	-

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

		потребления		предприятия			
8.	Ведение учета образования, вывоза, обезвреживания и утилизации отходов предприятия	Контроль учета отходов производства и потребления	Наглядность мониторинга управления отходами	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	Не требует финансовых средств	-
9.	Проведение анализа на полученный продукт после переработки отходов на установке ТДУ Фактор 2000-ОС, ТДУ2000ЖДТ и Инсинератор «Brener»..	Возможность повторно использовать отходы	Мониторинг обезвреженных отходов	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 60 000 2022г. – 60 000 2023г. – 60 000	Собственные средства предприятия
10.	Изучение проблем удаления отхода, переработки и утилизации отходов предприятия.	Позволит снизить объем образования отходов	Разработка Методики и/или Инструкции по уменьшению объемов образования отходов производства и потребления	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	Не требует финансовых средств	-
11.	Повышение квалификации специалистов, занимающихся экологическим просвещением и пропагандой.	Позволит повысить квалификации работников в вопросах управления отходами	Повышение экологических знаний.	Ответственный исполнитель назначенный руководством предприятия	2021-2023гг.	2021 г.– 500 000 2022 г. – 500 000 2023 г. – 500 000	Собственные средства предприятия
12.	Подписка на периодическое экологическое издание, приобретение наглядной агитации, плакатов и пособий по охране окружающей среды	Стремление к эффективному управлению предприятием, обеспечивающим безопасность для ОС	Повышение экологических знаний.	Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2021-2023гг.	2021г. – 10 000 2022г. – 10 000 2023г. – 10 000	Собственные средства предприятия
13.	Корректировка программы управления отходами	Выполнение законодательных актов РК	Договор подрядной организацией	с Ответственный исполнитель назначенный директором предприятия	2023	1 500 000	Собственные средства предприятия

# Приложения



**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ**

08.04.2019 года

02468P

**Выдана**

**ИП ЭКО-ОРДА**

120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А.,  
г.Кызылорда, МИКРОРАЙОН Сырдария, дом № 20., 39,  
ИИН: 820105301634

(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**

**Выдача лицензии на 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 энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель  
(уполномоченное лицо)**

**Жолдасов Зулфухар Сансызбаевич**

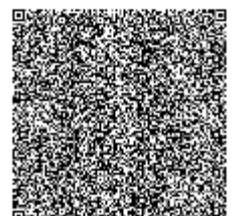
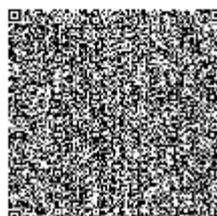
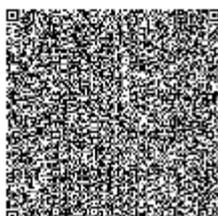
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

**Дата первичной выдачи**

**Срок действия  
лицензии**

**Место выдачи**

г.Астана





**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ**

Номер лицензии 02468Р

Дата выдачи лицензии 08.04.2019 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

ИП ЭКО-ОРДА

ИНН: 820105301634

(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

г.Кызылорда мкр.Сырдария дом 20 кв 39

(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 энергетики Республики Казахстан». Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Жолдасов Зулфузар Сансызбаевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

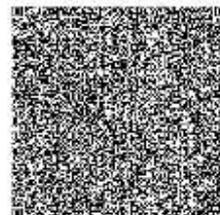
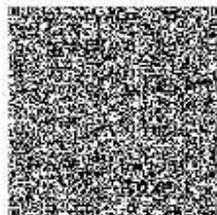
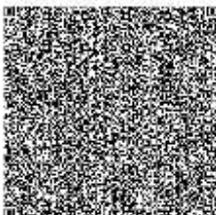
Срок действия

Дата выдачи приложения

08.04.2019

Место выдачи

г.Астана



Если сканет «Электронный архив или электронная цифровая подпись туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтарындағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қалыпты құжаттың авторы білмей. Дәлелді документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

# Приложения

**1. РАСЧЕТЫ И ОБОСНОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ОБРАЗОВАНИЯ  
ОТХОДОВ**

**1. В процессе деятельности ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» на контрактной территории №4671 образуются следующие производственные и бытовые отходы:**

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- нефтешлам;
- промасленные отходы (ветошь);
- металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов;
- отработанное масло;
- медицинские отходы;
- отработанные ртутьсодержащие лампы;
- лом чёрных металлов;
- лом цветных металлов;
- огарки сварочных электродов;
- металлическая тара из-под хим. реагентов;
- полимерная тара из-под химреактивов;
- замазученный грунт;
- твердые бытовые (коммунальные) отходы – ТБО;
- строительные отходы (строительный мусор).
- пластиковые отходы;
- отработанная бытовая и оргтехника;
- шлам при проведении интенсификации притока нефти;
- обезвреженные отходы (отожженный грунт).

**В процессе деятельности ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» на контрактной территории №1057 образуются следующие производственные и бытовые отходы:**

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- нефтешлам;
- промасленные отходы (ветошь);
- металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов;
- отработанное масло;
- медицинские отходы;
- отработанные ртутьсодержащие лампы;
- лом чёрных металлов;
- лом цветных металлов;
- огарки сварочных электродов;
- металлическая тара из-под хим. реагентов;
- полимерная тара из-под химреактивов;
- замазученный грунт;
- твердые бытовые (коммунальные) отходы – ТБО;
- строительные отходы (строительный мусор);
- пластиковые отходы;
- отработанная бытовая и оргтехника;
- шлам при проведении интенсификации притока нефти.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**3. При бурении нефтяных скважин на контрактной территории №3517 ТОО «Кольжан» образуются следующие производственные, которые принимаются на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» ТОО ТМГО:**

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор.

**4. От подрядных организации (вахтовые поселки) ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» обслуживающие на контрактных территориях №4671 и №1057 принимаются бытовые отходы на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов» ТОО ТМГО. Производственные отходы (твердые бытовые (коммунальные) отходы) подрядных организации передаются на утилизацию на участок ТОО ТМГО на договорной основе заключенный между ними.**

**Расчет объемов образования отходов на контрактной территории №4671  
ТОО «ТУЗКОЛЬМУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ» на 2021-2023 годы.**

В процессе деятельности ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на контрактной территории №4671 образуются следующие производственные и бытовые отходы:

Таблица 1.

<b>Источники образования</b>	<b>Код отходов</b>	<b>Наименование отходов</b>
<b>Опасные отходы</b>		
Процесс бурения	010505*	буровой шлам
Процесс бурения	010506*	отработанный буровой раствор
Процесс бурения	010505*	Шлам при проведении интенсификации притока нефти
При периодических зачистках резервуаров	050103*	нефтешлам
При протирке механизмов, и деталей	150202*	промасленные отходы (ветошь)
При использовании лакокрасочных материалов в металлических емкостях	080111*	металлическая тара из-под лакокрасочных материалов
В процессе эксплуатации ДЭС, насосов, компрессоров	130208*	отработанное масло
От медпунктов процедурного кабинета	180103*	медицинские отходы
Вследствие истощения ресурса времени работы	200121*	отработанные ртутьсодержащие лампы
КРС, ПРС, ремонтные работы на нефтепроводах	170503*	Грунты пропитанные нефтью и мазутом
При использовании хранящихся в них химреагентов при приготовлении буровых растворов и при водоподготовке	150110*	бочки пластиковые из-под химреагентов
При использовании хранящихся в них химреагентов при приготовлении буровых растворов и при водоподготовке	150110*	бочки металлические из-под химреагентов
<b>Неопасные отходы</b>		
Жизнедеятельность персонала на	203001	твердые бытовые

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

период вахты		(коммунальные) отходы – ТБО
	200139	пластиковые отходы
	200136	Отходы бытовые и оргтехника
обезвреженные отходы (отожженные)	100199	грунты, песок, шламы
Строительно-монтажные работы	170904	строительные отходы (строительный мусор)
Ремонт и замена деталей	120101	лом чёрных металлов
Ремонт и замена деталей	120103	лом цветных металлов
Сварочный пост	120113*//2.7//С6+С22	огарки сварочных электродов

Расчет общего количества отходов, образующихся в результате деятельности предприятия, проведен на основании:

- утвержденного технологического регламента предприятия;
- данных о расходных материалах, необходимых для расчета образования того или иного вида отхода (данные по объему образованию отходов предприятия были взяты ориентировочно);
- данных справочных документов.

Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства основан на учете содержания загрязняющих веществ в отходах, уровня опасности и предельно допустимой концентрации этих веществ и возможностей природной среды нейтрализовать загрязняющие вещества, мигрирующие из накопителя.

Нормированный объем отходов производства, помещаемый в конкретный накопитель, выражается в виде величины общего их годового объема, ограничиваемого понижающими коэффициентами, учитывающими степень распространения токсичных веществ из накопителя в окружающую среду, в зависимости от выполнения мероприятий по охране окружающей среды.

**Расчет объемов образования отходов производства и потребления**

Расчет количества образующихся отходов произведен на основании исходных данных выданных ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» и методик утвержденных на территории РК.

***Расчет количества буровых отходов по контрактной территории № 4671.***

В таблице 2. представлен ориентировочный план бурения на контрактной территории № 4671 на 2021-2023 годы.

Объёмы строительства эксплуатационных скважин по контрактной территории № 4671 ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг» на 2021-2023 годы.

Таблица 2.

**На 2021 год**

№ п/п	Наименование месторождения	Количество скважин	Глубина бурения, м.
1	Западный Тузколь	6	1500
2	Западный Тузколь	22	1300

**На 2022-2023 годы**

№ п/п	Наименование месторождения	Количество скважин	Глубина бурения, м.
1	Западный Тузколь	22	1 300
2	Западный Тузколь	3	1 500

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

В соответствии с выданными данными предприятия конструкция всех скважин, представленной в таблице 3 отличается только длиной эксплуатационных колонн, верхняя часть у всех скважин имеет одинаковое строение:

Таблица 3

Расчетные данные по скважине, для расчета объемов буровых работ

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Направление	393.7	324	40	до устья
Кондуктор	295.9	244.5	600	до устья
Эксплуатационная колонна	215.9	168	от 600 до 1600	до устья

**Расчет количества образования отходов бурения**

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «03» мая 2012 года № 129-Ө.

Исходные данные для расчета отходов бурения использовались из группового проекта строительства скважин и плана бурения эксплуатационных скважин на контрактной территории м/р «Западный Тuzколь».

**Объем скважины:**

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

**R** – внутренний радиус обсадной колонны, м;

**L** – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4.

Объем выбуренной породы при строительстве одной скважины проектной глубиной 1500 м.

Интервал	<i>k</i>	$\pi$	<i>R<sub>д</sub></i> , м	<i>R<sup>2</sup></i> , м <sup>2</sup>	<i>L</i> , м	<i>V<sub>скв</sub></i> , м <sup>3</sup>	<i>V<sub>ш</sub></i> , объем шлама с учетом коэф-та 1,2
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
0 - 40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,327	7,593
40 - 600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,190	55,428
600 - 1500	1,2	3,14	0,10795	0,01165	900	39,507	47,409
					<b>Итого:</b>	<b>92,024</b>	<b>110,429</b>

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{н}} * 1,2;$$

$$V_{\text{ш}} = 92,024 * 1,2 = 110,429 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами.

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * K_1 * V_{\text{н}} + 0,5 * V_{\text{ц}};$$

где  $K_1$ - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{\text{ц}}$  - объем циркуляционной системы БУ;

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 1,052 * 92,024 + 0,5 * 120 = 176,171 \text{ м}^3$$

Расчет количества буровых сточных вод (БСВ)

Объем буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{бсв}} = V_{\text{обр}} * 0,25;$$

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

$$V_{бсв} = 176,171 * 0,25 = 44,0428 \text{ м}^3.$$

Расчет общего количества отходов бурения в тоннах:

$$M = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{обр} * \rho_{обр} + V_{бсв} * \rho_{бсв},$$

где:  $\rho_{ш}$  - плотность бурового шлама – 1,7 т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{обр}$  - плотность отработанного бурового раствора – 1,2 т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{бсв}$  – плотность буровых сточных вод – 1,05 т/ м<sup>3</sup>;

$$M = 110,429 * 1,7 + 176,171 * 1,2 + 44,0428 * 1,05 = 445,3801 \text{ т/скв.}$$

Аналогичным образом рассчитываем объемы образования буровых отходов от остальных скважин.

В таблице 5 приведены результаты расчетов объемов бурения, объемов образования бурового шлама и буровых сточных вод для всех скважин разной глубины в разрезе по планируемым объемам за 2021-2023 гг.

Таблица 5

Результаты расчета объемов образования буровых шламов, буровых растворов и буровых сточных вод по контрактным территориям № 4671

Год	Кол-во скважин	Образование буровых шламов		Образование отработанных буровых растворов		Образование буровых сточных вод	
		м <sup>3</sup>	т	м <sup>3</sup>	т	м <sup>3</sup>	т
<b>По контрактной территории № 4671</b>							
2021	28	3239,509	5507,165	5087,9632	6105,555	1271,9908	1335,59
2022	25	3470,902	5900,534	5451,389	6541,666	1362,8473	1430,989
2023	25	3470,902	5900,534	5451,389	6541,666	1362,8473	1430,989

**Расчет количества образования отработанных ртутьсодержащих и люминесцентных ламп**

Расчёт образования отработанных ртутьсодержащих ламп произведён по формуле:

$$Q_{рл} = \frac{K_i * Ч_{р.л.} * C}{Н_{р.л.}}$$

где: Q<sub>рл</sub>- количество ртутных ламп, подлежащих утилизации, шт;

K<sub>i</sub> – количество установленных ламп на предприятии;

Ч<sub>рл</sub> – среднее время работы одной лампы в сутки;

C – количество дней работы лампы в год, 365 дней;

Н<sub>рл</sub>- нормативный срок службы одной ртутной лампы.

Для освещения производственных и административных помещений по контрактной территории №4671 в соответствии с данными предприятия используются следующие виды и количество ламп:

Типы и количество установленных ламп для освещения производственных и административных помещений на контрактной территории № 4671.

Таблица 6

Наименование цеха	Марки ламп	Кол-во установленных ламп (шт)	Нормативный срок службы одной ртутной лампы (час)	Среднее время работы в сутки (час)	Число дней работы одной лампы данной марки в год (дн/год)
На контрактной территории № 4671	ЛБ 6	114	7500	8	365
	ДРЛ 400(6) - 4	12	15000	8	365
	ДРЛ 400(10) -4	16	15000	8	365

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Таблица 7

Результаты расчетов ежегодного количества и массы отработанных ртутьсодержащих ламп на контрактной территории № 4671 в 2021-2023 гг.

Тип лампы	Вес, кг	Нормативный срок службы одной ртутной лампы (час)	Среднее время работы, час/год	Проектируемое количество ламп	Количество отработанных ламп	Масса отработанных ламп, т
ЛБ 6	0,032	7500	2920	227	88	0,002832
ДРЛ 400(6)-4	0,4	15000	2920	60	12	0,004672
ДРЛ 400(10)-4	0,4	15000	2920	80	15	0,006232
<b>Итого масса отработанных ртутьсодержащих ламп за год</b>						<b>0,013736</b>

Таким образом, объем образования отработанных ртутьсодержащих и люминесцентных ламп составляет **0,013736 ≈ 0,014 т/год**.

**Расчет количества нефтяного шлама**

Нефтяной шлам образуется при:

- чистке скребка образование;
- чистке фильтров перекачивающих нефть насосов и оборудования;
- проведение ремонта скважин;
- зачистке резервуаров.

По данным предприятия, при эксплуатации объекта предполагается образование нефтешлама в результате работы скребковых механизмов. Образование нефтешлама при чистке скребка принимается по факту (ведется ежеквартальный учет) и за последние 2-3 года объем этого отхода составил 100 тонны, на 2021-2023 годы планируется образование также 100 т/год нефтешлама. Отход состоит из смеси нефтепродуктов и механических частиц.

Расчёт объемов образования нефтешлама при зачистке резервуаров выполняется с учетом геометрических параметров вертикальных стальных резервуаров, установленных на предприятии. Расчеты произведены в соответствии с РД 112-045-2002 «Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения».

Технологические потери при зачистке резервуаров состоят из массы нефтепродукта в донном осадке резервуара, при выполнении первого этапа зачистки. На следующих этапах зачистки из резервуара удаляется масса нефтепродукта, налипшего на внутренние стенки конструкции резервуара с применением разогрева, дегазации и промывки, а также удаляются оставшиеся на дне механические примеси (ржавчина, песок и др.). При расчетах в соответствии с «Нормами естественной убыли нефтепродуктов при приёме, отпуске, хранении и транспортировке» нефть отнесен к V группе нефтепродуктов.

Масса потерь нефтепродуктов определяется по формуле:

$$M = M_{\text{Дот}} + M_{\text{Ст}}$$

где:  $M_{\text{Дот}}$  – масса нефтепродукта в донных отложениях, кг;

$M_{\text{Ст}}$  – масса нефтепродукта, налипшего на внутренние стенки и конструкции резервуара, кг;

Масса нефтепродукта в донных отложениях определяется по формуле:

$$M_{\text{Дот}} = 0,785 \cdot \rho \cdot D^2 \cdot h \cdot \rho$$

где:  $D$  – внутренний диаметр резервуара, м;

$h$  – средняя высота слоя донных отложений, м (принята по технологическим данным);

$\rho$  – плотность нефтепродукта в донных отложениях, кг/м<sup>3</sup>, для расчетов принимается  $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

$N$  – доля содержания нефтепродукта в донных отложениях, для нефтепродуктов II-V групп  $N = 0,7$ .

Масса нефтепродукта, налипшего на внутренние стенки резервуара, рассчитывается по формуле:  $M_{ст} = KN \cdot S$ ,

где:  $KN$  – коэффициент налипания нефтепродукта на металлическую поверхность,  $кг/м^2$  (для V группы нефтепродуктов =  $0,0608 кг/м^2$ );

$S$  – площадь поверхности налипания,  $м^2$ ;

Площадь поверхности налипания нефтепродуктов в вертикальных резервуарах определяется по формуле:

$$S = \pi \cdot D \cdot H,$$

где:  $D$  – внутренний диаметр резервуара, м;

$H$  – высота смоченной нефтепродуктами поверхности стенки вертикального резервуара, м.

Расчет образования нефтешлама при зачистке резервуаров представлен в таблице 8.

Таблица 8

Расчет образования нефтешлама при зачистке резервуара

Продукт	Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Диаметр резервуара, м	Высота стенки, м	Средняя высота донных отложений, h, м	Плотность н/п в донных отложениях, р, кг/м <sup>3</sup>	Доля содержания н/п в дон. отлож., N	Коэффициент налипания, кг/м <sup>2</sup>	Масса нефтепродуктов в донных отложениях, т	Масса нефтепродуктов, налипших на стенки резервуара, т	Масса потерь н/п, М, т
Нефть	25	2,8	4,8	0,7	1000	0,7	0,0608	4,31	0,061	4,37
Нефть	25	2,8	4,8	0,7	1000	0,7	0,0608	4,31	0,061	4,37
Итого								8,62		8,74

Таблица 9

Расчет образования нефтешлама при зачистке резервуара на 2021 год

Продукт	Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Диаметр резервуара, м	Высота стенки, м	Средняя высота донных отложений, h, м	Плотность н/п в донных отложениях, р, кг/м <sup>3</sup>	Доля содержания н/п в дон. отлож., N	Коэффициент налипания, кг/м <sup>2</sup>	Масса нефтепродуктов в донных отложениях, т	Масса нефтепродуктов, налипших на стенки резервуара, т	Масса потерь н/п, М, т
Нефть	2000	15,3	12	0,7	1000	0,7	0,0608	128,7	0,061	128,7
Нефть	2000	15,3	12	0,7	1000	0,7	0,0608	128,7	0,061	128,7
Итого		30,6						257,4		257,4

Итого планируемый объем образуемого нефтешлама на контрактной территории № 4671 нефтешлама по годам:

**в 2021 – 2023гг. = 100 т/год.**

**Расчет количества образования промасленной ветоши**

Промасленная ветошь образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала. Расчет объема образования отхода производится согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение №16 к приказу МООС РК от 18.04.2008 г. №100-п).

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Нормативное количество отхода N определяется, исходя из поступающего количества ветоши (M0, т/год), норматива содержания в ветоши масел (M) и влаги (W):

$$N = M0 + M + W, \text{ т/год,}$$

где  $M = 0,12 M0$ ;  $W = 0,15 M0$ .

Таблица 10

**Расчет объемов образования промасленной ветоши**

Структурное подразделение	Кол. израсходованного обтирочного материала, тонн	% содержание нефтепродуктов в отходе	% содержание воды в отходе	Отходы промасленной ветоши, тонн/год
КТ №4671	0,3	12	15	0,381
<b>Итого</b>	<b>0,6</b>			<b>0,381</b>

Таким образом, образование промасленной ветоши составит **0,381 т/год.**

**Расчет количества замазученного грунта**

Замазученный грунт образуется при сборе и транспортировке углеводородного сырья в зоне ремонта и при капитальном и подземном ремонте скважин (КРС и ПРС), в результате промывки интервала перфорации скважины ООПС (отходы обратной промывки скважин – песок, пропитанный нефтью).

Количество песка, пропитанного нефтью, при обратной промывке скважин (ООПС)

$$Q_{оопс} = S * h * \rho,$$

где: S – площадь эксплуатационной колонны, м<sup>2</sup>;

h – интервал перфорации, м;

ρ - плотность песка, пропитанного нефтью, 1,47 т /м<sup>3</sup>.

Капитальный ремонт (КРС) – 62 единиц;

Подземный ремонт (ПРС) – 34 единиц.

Таблица 11.

**Расчет образования грунтов, пропитанных нефтью, при ПРС и КРС**

Структурное подразделение	Количество скважин, шт		Диаметр эксплуатационной колонны, мм	h – интервал перфорации, м	ρ - плотность песка, пропитанного нефтью, т/м <sup>3</sup>	Qгр. - объем образования отхода, т/год (1 скважина)	Qгр. - объем образования отхода, т/год
	Капитальный ремонт (КРС)	Подземный ремонт (ПРС)					
№ 4671	62	34	168	57,33	1,47	1,867	179,232

Планируемый объем образуемого замазученного грунта на контрактной территории № 4671 – **179,232 т/год.**

**Расчет образования огарков сварочных электродов**

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$N_{эл.} = M * \alpha$$

где: M – фактический расход электродов, т/год

α – доля электрода в остатке, α = 0,015.

Расход электродов на планируемых работ предприятия составит 160 кг или 0,160 тонны.

$$N_{эл.} = 0,160 * 0,015 = 0,0024 \text{ т/год}$$

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Таблица 12

Расчет образования массы огарков сварочного электрода

Наименование отхода	Годовой расход, тонн	Доля электрода в остатке	Уровень опасности отходов	Количество отходов, т/год
Огарки электродов	0,160	0,015	Зеленый список отходов GA 070	0,0024

Всего огарков - **0,0024 тонн/год.**

**Расчет количества образования лома черных и цветных металлов**

Количество образующегося на предприятии металлолома зависит от объема планируемых ремонтных работ на нефтепромысле. По данным предприятия, на контрактной территории №4671 количество отходов (лом черных и цветных металлов) принимается ориентировочно – 1000 т/год.

Площадки временного хранения металлолома размером 30х50 м,  $30 \times 50 = 1500 \text{ м}^2$ . При разнородном ломе насыпная плотность –  $2,5 \text{ т/м}^3$ . При высоте складирования 1 метр  $2,5 \times 1500 = 3750 \text{ т}$ . Площадка позволяет временно хранить до 3750 т. металлолома.

**Расчет массы металлической и полимерной тары из-под хим. реагентов**

На контрактной территории №4671 для хранения химических реагентов, используемых при строительстве скважины для приготовления бурового и тампонажного растворов, предусматривается использование полимерных и металлических емкостей по 200 кг с годовым расходом:

- полимерная тара – 50 шт. (вес емкости – 10 кг);
- металлическая тара – 200 шт. (вес емкости – 20 кг);

Емкости будут использоваться вторично.

Расчет массы годового количества металлических и полимерных емкостей из-под хим. реагентов приведен в табл.13.

Таблица 13

Расчет массы ежегодного количества емкостей из-под хим. реагентов

Наименование	Количество бочек, шт.	Вес одной пустой емкости, кг	Масса емкостей из-под хим. реагентов, т/год
Емкости металлические	400	20	8
Емкости полимерные	400	10	4

**Расчет количества отработанного масла**

Расчет количества израсходованного моторного масла  $N_d$  рассчитывается по формуле:

$$N_d = U_d \times N_d \times p,$$

здесь:  $U_d$  – расход топлива,

$p$  - плотность моторного масла, равная  $0,93 \text{ т/м}^3$ ;

$N_d$  – норма расхода масла, равная  $0,032 \text{ л/л}$  для дизельного топлива,  $0,024 \text{ л/л}$  для бензина.

Масса отработанного моторного масла рассчитывается как 25% от израсходованного моторного масла:

$$N_{отр} = N_d \times 0,25$$

По данным предприятия, отработанное масло образуется при ремонте оборудования и эксплуатации генераторов, ДЭС. Планируемый объем образуемого отработанного масла на контрактной территории № 4671 составит  $10,946 \text{ т/год}$ .

## ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»

---

### Расчет количества медицинских отходов

На месторождении имеется медицинский пункт, для оказания первой медицинской помощи. Расчет отходов медпункта произведен по «Методике разработки предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.

Состав медицинских отходов медпункта следующий:

Мед. шприцы и системы 50-70 %,

Вата, бинты 20-40 %;

Отходы процедурных кабинетов (мед. шприцы, системы, вата, бинты), согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам здравоохранения», приказ МЗ РК № 357 от 31.05.2017г. относятся к классу "Б" медицинские отходы – эпидемиологически опасные медицинские отходы (инфицированные и потенциально инфицированные отходы. Материалы и инструменты, предметы, загрязненные кровью и другими биологическими жидкостями).

На территории общежития расположен медпункт, где имеется комната приема больных и процедурный кабинет, в котором образуются медицинские отходы. Ориентировочный норматив образования отходов категории опасности класса Б для амбулаторно-поликлинических учреждений – от 12 до 25 граммов на одно посещение. При обращении в кабинет по одному разу в месяц, на одного человека придется около 200 г, или 0,0002 т/год. При количестве персонала 200 человек, количество отходов составит 0,04 тонн/год.

### Расчет количества образования строительных отходов

Строительные отходы образуются при эксплуатации объектов контрактных территорий №4671 при ремонте или ликвидации скважин и представляют собой в основном бой бетона плотностью 2,4-2,5 т/м<sup>3</sup>. При условии образования 2м<sup>3</sup> отходов бетонной смеси при ремонте одной скважины образуется около 5,0 т, а в целом при ремонте всех плановых скважин контрактной территории – 144 т строительных отходов ежегодно.

Объем на карте хранения строительного мусора - 300 м<sup>3</sup>. Вместимость карты 720 тонн (2,4 т/м<sup>3</sup> x 300 м<sup>3</sup> = 720 т).

### Расчет количества образования твердых бытовых отходов

Нормой накопления твердых бытовых отходов (ТБО) называется их среднее количество, образующееся на установленную расчетную единицу (1 человек) за определенный период времени (1 год).

Под бытовыми отходами подразумевают все отходы сферы потребления, которые образуются в жилых кварталах, в организациях и учреждениях, в торговых предприятиях и т.д.

Количество образующихся твердых отходов рассчитывается по формуле:

$$G = n \cdot q \cdot p$$

где: n - количество рабочих и служащих на предприятии

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м<sup>3</sup>/чел. год;

p – плотность ТБО, т/м<sup>3</sup>.

Норма накопления ТБО принимается в соответствии со «Сборником удельных показателей образования отходов производства и потребления», Москва 1999 г. (раздел 3.2). Наиболее часто применяемые для расчетов ТБО приведены в таблице 13 (в таблицу добавлены нормативы сметы с 1 м<sup>2</sup>, взятые из Приложения 11 к СНиП 2.07.01-89 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений").

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Таблица 14

Нормативы накопления ТБО			
Участок	Нормативы накопления ТБО		Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>
	м <sup>3</sup> /чел	кг/чел или кг/м <sup>2</sup>	
Офис, чел	0,2 - 0,3	40 -70	0,22
Гостиницы, чел	0,7-1,0	120-250	0,17
Смет с территории помещений офиса, м <sup>2</sup>		6	0,3
Смет с твердых покрытий территории офиса, м <sup>2</sup>		от 5 до 15	0,3
Жилищно-коммунальное хозяйство	1,2-1,5	350-450	0,3
Вахтовые поселки подрядных организации	0,2 - 0,3	40 -70	0,22

С внедрением в эксплуатацию дополнительных термических деструкционных установок все ТБО утилизируется на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь».

При расчете ТБО учитывался персонал ТОО «ТузкольМунайГаз Оперейтинг». По данным оператора, увеличение количества персонала ремонтно-эксплуатационной службы по контрактной территории № 4671 составит в 2021 – 2023 гг. – 48 человек. В таблице 14 представлен расчет количества образования ТБО по нормативам офисных служб.

Таблица 15

Расчет количества ТБО, образованного в служебных помещениях ремонтно-эксплуатационных служб

Планируемый год	Ремонтно-эксплуатационная служба		
	персонал	образование ТБО	
		м <sup>3</sup>	т
2021	48	14,4	3,36
2022	48	14,4	3,36
2023	48	14,4	3,36

Основным источником образования твердых бытовых отходов является вахтовый поселок, в котором проживает 200 человек, и столовая, в которой питаются все проживающие на территории вахтового поселка. При трехразовом питании из четырех блюд, нормативе отходов 0,03 кг/блюдо (или 0,0001 м<sup>3</sup>/блюдо) и плотности отходов 0,3 т/м<sup>3</sup> расчетный норматив на одного человека составит 0,1314 т/год.

С учетом нормативов образования ТБО получим количество ТБО по КТ №4671 (табл. 16)

Таблица 16

Расчет количества ТБО на контрактной территории №4671

Участок	Планируемый год	Нормативы накопления ТБО		Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>	Персонал, чел или площадь, м <sup>2</sup>	Нормативы накопления ТБО	
		м <sup>3</sup> /чел	кг/чел или кг/м <sup>2</sup>			м <sup>3</sup> /год	т
Площадки месторождений (ремонтно-эксплуатационная служба)	2021	0,3	70	0,22	48	14,4	3,36
	2022	0,3	70	0,22	48	14,4	3,36
	2023	0,3	70	0,22	48	14,4	3,36
Вахтовый поселок-общежитие	2021	1,5	360	0,3	200	300	90
	2022	1,5	360	0,3	200	300	90
	2023	1,5	360	0,3	200	300	90

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Участок	Планируемый год	Нормативы накопления ТБО		Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>	Персонал, чел или площадь, м <sup>2</sup>	Нормативы накопления ТБО	
		м <sup>3</sup> /чел	кг/чел или кг/м <sup>2</sup>			м <sup>3</sup> /год	т
Столовая	2021	0,44	105,12	0,3	200	87,6	26,28
	2022	0,44	105,12	0,3	200	87,6	26,28
	2023	0,44	105,12	0,3	200	87,6	26,28
Смет территории общежития и помещений для обслуживающего персонала	2021		6	0,3	2400	48,0	14,4
	2022		6	0,3	2400	48,0	14,4
	2023		6	0,3	2400	48,0	14,4
<b>Итого ТБО по территории №4617</b>	<b>2021</b>				<b>448</b>	<b>450</b>	<b>134,04</b>
	<b>2022</b>				<b>448</b>	<b>450</b>	<b>134,04</b>
	<b>2023</b>				<b>448</b>	<b>450</b>	<b>134,04</b>

**Расчет шлама при проведении интенсификации притока нефти**

Шлам при проведении интенсификации притока нефти сливается в емкость и вывозится на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов». Объем отходов определяется следующим образом:

$$M = \rho_{\text{шл}} * V_{\text{ш.ипн}}$$

где:  $\rho_{\text{шл}}$  - плотность шлама образующиеся при интенсификации притока нефти – 1,45 т/м<sup>3</sup>;

$V_{\text{ш.ипн}}$  – объем образования шлама при интенсификации притока нефти. Объем образования шлама 1 скважину составляет 15,8 м<sup>3</sup>. Тогда

$$M = 1,45 * 15,8 = 22,91 \text{ тонн.}$$

Согласно плану строительства скважин: на 2021 год – 28 ед., на 2022-2023 годы – по 25 ед.

$$M_{2021} = 22,91 * 28 = 641,48 \text{ тонн.}$$

$$M_{2022} = 22,91 * 25 = 572,75 \text{ тонн.}$$

$$M_{2023} = 22,91 * 25 = 572,75 \text{ тонн.}$$

**Расчет количества образования отходов отработанной бытовой и оргтехники**

Бытовое оборудование и оргтехника (электронная, компьютеры, печатно-копировальная) подлежит к разбору по морфологическому составу: черный металл, цветной металл, медсодержащие компоненты, пластмасса, стекло, ткань и др. По мере образования данные отходы передается на утилизацию спец. предприятиям. Объем образования отработанных отходов составляет по фактическим данным образования - 10 т.

**Расчет количества образования отходов от металлической тары с остатками лакокрасочных материалов**

Металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов образуется при проведении антикоррозийных работ на оборудовании на производственных объектах промыслов, а также текущем ремонте зданий и сооружений в вахтовых поселках, строительных работах на новых объектах. По мере образования данные отходы передается на утилизацию спец. предприятиям. Объем образования отходов составляет – 0,5 т.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**Расчет количества образования пластиковых тар**

При использовании пластиковых тар образуются отходы, которые подлежат утилизацию. По мере образования данные отходы передается на утилизацию на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь». Объем образования отходов составляет – 1 т.

Таблица 17

**Результаты расчетов количества отходов производства и потребления  
на контрактной территории №4671**

Вид отхода	ед. изм.	Планируемый год		
		2021	2022	2023
Отработанные ртутьсодержащие лампы	т	0,014	0,014	0,014
Буровой шлам	т	5507,165	5900,534	5900,534
Отработанный буровой раствор	т	6105,555	6541,666	6541,666
Шлам при проведении интенсификации притока нефти	т	641,48	572,75	572,75
Нефтешлам	т	100	100	100
Грунты пропитанные нефтью и мазутом	т	179,232	179,232	179,232
Промасленная ветошь	т	0,381	0,381	0,381
Отработанные масла	т	10,946	10,946	10,946
Медицинские отходы	т	0,04	0,04	0,04
Металлическая тара с остатками хим.реагентов	т	8	8	8
Полимерная тара с остатками химических реагентов	т	4	4	4
Твердые бытовые отходы	т	134,04	134,04	134,04
Обезвреженные отходы	т	4445,532	5998,883	5998,883
Лом черных металлов	т	500	500	500
Лом цветных металлов	т	500	500	500
Огарки сварочных электродов	т	0,0024	0,0024	0,0024
Строительный мусор	т	144	144	144
Металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов	т	0,5	0,5	0,5
Отходы бытовые и оргтехники	т	10	10	10
Пластиковые отходы	т	1	1	1
<b>ВСЕГО</b>	<b>т</b>	<b>18 291,8874</b>	<b>20 605, 9884</b>	<b>20 605, 9884</b>

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**Расчет объемов образования отходов на контрактной территории №1057**

В таблице 18 представлен ориентировочный план бурения на контрактной территории № 1057 в 2021-2023 гг.

Таблица 18

Объемы строительства эксплуатационных скважин по контрактной территории №1057  
на 2021-2023 годы

№№	Наименование месторождения	Количество скважин	Глубина бурения, м
1	Кетеказган	1	3600
2	Кетеказган	1	3200
3	Кетеказган	1	4000
4	Северный Кетеказган	4	1500
5	Тузколь	1	2810
6	Тузколь	1	3110

В соответствии с данными предприятия конструкция всех скважин, представленные в таблице 4.19 отличаются только длиной эксплуатационных колонн, верхняя часть у всех скважин имеет одинаковое строение (табл. 2):

Таблица 19

Расчетные данные по скважине для расчета объемов буровых работ

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Направление	393.7	324	40	до устья
Кондуктор	295.9	244.5	600	до устья
Эксплуатационная колонна	215.9	168	от 1300 до 3000	до устья

**Расчет количества образования отходов бурения**

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказу Министра охраны окружающей среды РК от «03» мая 2012 года № 129-Ө.

Исходные данные для расчета отходов бурения использовались из группового проекта строительства скважин и плана бурения эксплуатационных скважин на контрактной территории м/р «Западный Тузколь».

**Объем скважины:**

Расчет объема скважины производится по формуле:

$$V_{\text{скв}} = K * \pi * R^2 * L,$$

где: **K** – коэффициент кавернозности;

**R** – внутренний радиус обсадной колонны, м;

**L** – глубина скважины (длина интервала), м.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблице 20.

Таблица 20

Объем выбуренной породы при строительстве 1-ой скважины проектной глубиной

Н скв =1300м													
интервал	к	π	Rd,m	R2	L, m	Vскв, м3	коэф.	VБш, м3	K1	Vц	ОБР	коэф	БСВ
0-40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,3271	1,2	7,59252					
40-600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,1896512	1,2	55,4275814					
600-1300	1,2	3,14	0,10795	0,01165	700	30,72804	1,2	36,873648					
						<b>83,2447912</b>		<b>99,8937</b>	1,052	120	<b>165,0882</b>	0,25	<b>41,272</b>

Н скв =1500м													
--------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

интервал	k	π	Rd,m	R2	L, m	Vскв, м3	коэф.	VБш, м3	K1	Vц	ОБР	коэф	БСВ
0-40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,3271	1,2	7,59252					
40-600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,1896512	1,2	55,4275814					
600-1500	1,2	3,14	0,10795	0,01165	900	39,50748	1,2	47,408976					
						<b>92,0242312</b>		<b>110,429077</b>	1,052	120	<b>176,1714</b>	0,25	<b>44,04</b>

<b>Н скв =2810м</b>													
интервал	k	π	Rd,m	R2	L, m	Vскв, м3	коэф.	VБш, м3	K1	Vц	ОБР	коэф	БСВ
0-40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,3271	1,2	7,59252					
40-600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,1896512	1,2	55,4275814					
600-2810	1,2	3,14	0,10795	0,01165	2210	97,012812	1,2	116,415374					
						<b>149,5295632</b>		<b>179,435476</b>	1,052	120	<b>248,7661</b>	0,25	<b>62,2</b>

<b>Н скв =3110м</b>													
интервал	k	π	Rd,m	R2	L, m	Vскв, м3	коэф.	VБш, м3	K1	Vц	ОБР	коэф	БСВ
0-40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,3271	1,2	7,59252					
40-600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,18965	1,2	55,42758					
600-3110	1,2	3,14	0,10795	0,01165	2510	110,182	1,2	132,2184					
						<b>162,6987</b>		<b>195,2385</b>	1,052	120	<b>265,3909</b>	0,25	<b>66,34</b>

<b>Н скв =3200м</b>													
интервал	k	π	Rd,m	R2	L, m	Vскв, м3	коэф.	VБш, м3	K1	Vц	ОБР	коэф	БСВ
0-40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,3271	1,2	7,59252					
40-600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,19	1,2	55,4275814					
600-3200	1,2	3,14	0,10795	0,01165	2600	114,13272	1,2	136,959264					
						<b>166,65</b>		<b>199,979365</b>	1,052	120	<b>270,3783</b>	0,25	<b>67,6</b>

<b>Н скв =3600м</b>													
интервал	k	π	Rd,m	R2	L, m	Vскв, м3	коэф.	VБш, м3	K1	Vц	ОБР	коэф	БСВ
0-40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,3271	1,2	7,59252					
40-600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,19	1,2	55,4275814					
600-3600	1,2	3,14	0,10795	0,01165	3000	131,6916	1,2	158,02992					
						<b>184,208</b>		<b>221,050021</b>	1,052	120	<b>292,5446</b>	0,25	<b>73,13</b>

<b>Н скв =4000м</b>													
интервал	k	π	Rd,m	R2	L, m	Vскв, м3	коэф.	VБш, м3	K1	Vц	ОБР	коэф	БСВ
0-40	1,3	3,14	0,19685	0,03875	40	6,3271	1,2	7,59252					
40-600	1,2	3,14	0,14795	0,02189	560	46,1896512	1,2	55,4275814					
600-4000	1,2	3,14	0,10795	0,01165	3400	149,25048	1,2	179,100576					
						<b>201,7672312</b>		<b>242,120677</b>	1,052	120	<b>314,711</b>	0,25	<b>78,67</b>

Объем отходов бурения:

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где  $K_1$  - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$  - объем циркуляционной системы БУ;

Расчет количества буровых сточных вод (БСВ)

Объем образовавшихся буровых сточных вод рассчитывается по формуле:

$$V_{бсв} = V_{обр} * 0,25;$$

Расчет общего количества отходов бурения в тоннах:

$$M = V_{ш} * \rho_{ш} + V_{обр} * \rho_{обр} + V_{бсв} * \rho_{бсв},$$

где:  $\rho_{ш}$  - плотность бурового шлама – 1,7 т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{обр}$  - плотность отработанного бурового раствора – 1,2 т/м<sup>3</sup>;

$\rho_{бсв}$  – плотность буровых сточных вод – 1,05 т/ м<sup>3</sup>;

Таблица 21

Результаты расчета объемов образования буровых шламов, буровых растворов и буровых сточных вод по контрактной территории № 1057

Годы	Количество скважин	Образование буровых шламов		Образование отработанных буровых растворов		Образование буровых сточных вод	
		м3	т	м3	т	м3	т
<b>По контрактной территории № 1057</b>							
2021-2023	9	1479,54	2515,22	2096,476	2515,772	450,9829	479,35

**Расчет количества отработанных ртутьсодержащих ламп**

Расчет образования отработанных ртутьсодержащих ламп произведен по формуле:

$$Q_{рл} = \frac{K_i * Ч_{р.л.} * C}{Н_{р.л.}}$$

где:  $Q_{рл}$  - количество ртутных ламп, подлежащих утилизации, шт;

$K_i$  – количество установленных ламп на предприятии;

$Ч_{рл}$  – среднее время работы одной лампы в сутки;

$C$  – количество дней работы лампы в год, 365;

$Н_{рл}$  - нормативный срок службы одной ртутной лампы;

Для освещения производственных и административных помещений на контрактной территории № 1057 в соответствии с данными предприятия используются следующие виды и количество ламп:

Таблица 22

Типы и количество установленных ламп для освещения производственных и административных помещений на контрактной территории № 1057

Наименование цеха	Марки ламп	Кол-во установленных ламп (шт)	Нормативный срок службы одной ртутной лампы (час)	Среднее время работы в сутки (час)	Число дней работы одной лампы данной марки в год (дн/год)
На контрактной территории № 1057	ЛБ 6	28	7500	8	365
	ДРЛ 400(6) -4	3	15000	8	365
	ДРЛ 400(10) -4	4	15000	8	365

Результаты расчетов объема образования отработанных ламп приведены в табл. 23.

Таблица 23

Результаты расчетов образования отработанных ртутьсодержащих ламп на контрактной территории № 1057 в 2021-2023 гг.

Тип лампы	Вес, кг	Нормативный срок службы одной ртутной лампы (час)	Среднее время работы, час/год	Проектируемое количество ламп	Количество отработанных ламп	Масса отработанных ламп, т
ЛБ 6	0,032	7500	2920	57	23	0,000708

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

ДРЛ 400(6)-4	0,4	15000	2920	15	3	0,001168
ДРЛ 400(10)-4	0,4	15000	2920	20	4	0,001558
<b>Итого масса отработанных ртутьсодержащих ламп за год</b>						<b>0,003434</b>

Таким образом, объем образования отработанных ртутьсодержащих и люминесцентных ламп составляет - **0,0034 т/год**.

**Расчет количества нефтяного шлама**

Нефтяной шлам образуется:

- при чистке скребка, фильтров перекачивающих нефть насосов и оборудования;
- при зачистке резервуаров.

По данным предприятия, при эксплуатации объекта предполагается образование нефтешлама в результате работы скребковых механизмов. Образование нефтешлама при чистке скребка принимается по факту (ведется ежеквартальный учет) и за последние 2 -3 года объем этого отхода составил 120 тонны, на 2021-2023 годы планируется образование также 120 т/год нефтешлама. Отход состоит из смеси нефтепродуктов и механических частиц.

Расчёт объемов образования нефтешлама при зачистке резервуаров выполняется с учетом геометрических параметров вертикальных стальных резервуаров, установленных на предприятии. Расчеты произведены в соответствии с РД 112-045-2002 «Нормы технологических потерь нефтепродуктов при зачистке резервуаров на предприятиях нефтепродукт обеспечения».

Технологические потери при зачистке резервуаров состоят из массы нефтепродукта в донном осадке резервуара, при выполнении первого этапа зачистки. На следующих этапах зачистки из резервуара удаляется масса нефтепродукта, налипшего на внутренние стенки конструкции резервуара с применением разогрева, дегазации и промывки, а также удаляются оставшиеся на дне механические примеси (ржавчина, песок и др.). При расчетах в соответствии с «Нормами естественной убыли нефтепродуктов при приёме, отпуске, хранении и транспортировке» нефть отнесен к V группе нефтепродуктов.

Масса потерь нефтепродуктов определяется по формуле:

$$M = M_{\text{Дот}} + M_{\text{Ст}}$$

где:  $M_{\text{Дот}}$  – масса нефтепродукта в донных отложениях, кг;

$M_{\text{Ст}}$  – масса нефтепродукта, налипшего на внутренние стенки и конструкции резервуара, кг;

Масса нефтепродукта в донных отложениях определяется по формуле:

$$M_{\text{Дот}} = 0,785 \cdot \rho \cdot D^2 \cdot h \cdot \rho$$

где:  $D$  – внутренний диаметр резервуара, м;

$h$  – средняя высота слоя донных отложений, м (принята по технологическим данным);

$\rho$  – плотность нефтепродукта в донных отложениях,  $\text{кг/м}^3$ , для расчетов принимается  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ .

$N$  – доля содержания нефтепродукта в донных отложениях, для нефтепродуктов II-V групп  $N = 0,7$ .

Масса нефтепродукта, налипшего на внутренние стенки резервуара, рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{Ст}} = KН \cdot S,$$

где:  $KН$  – коэффициент налипания нефтепродукта на металлическую поверхность,  $\text{кг/м}^2$  (для V группы нефтепродуктов = 0,0608  $\text{кг/м}^2$ );

$S$  – площадь поверхности налипания,  $\text{м}^2$ ;

Площадь поверхности налипания нефтепродуктов в вертикальных резервуарах определяется по формуле:

$$S = \pi \cdot D \cdot H,$$

где:  $D$  – внутренний диаметр резервуара, м;

$H$  – высота смоченной нефтепродуктами поверхности стенки вертикального резервуара, м.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

По опыту эксплуатации, зачистка осуществляется не чаще 1 раза в 5 лет. Расчет образования нефтешлама при зачистке резервуаров представлен в таблице 24.

Таблица 24

Расчет образования нефтешлама при зачистке резервуара

Продукт	Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Диаметр резервуара, м	Высота стенки, м	Средняя высота донных отложений, h, м	Плотность н/п в донных отложениях, ρ, кг/м <sup>3</sup>	Доля содержания н/п в дон. отлож., N	Коэффициент налипания, кг/м <sup>2</sup>	Масса нефтепродуктов в донных отложениях, т	Масса нефтепродуктов, налипших на стенки резервуара, т	Масса потерь н/п, М, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нефть	50	2,8	4,8	0,7	1000	0,7	0,0608	8,62	0,061	8,74
Нефть	100	2,8	4,8	0,7	1000	0,7	0,0608	17,24	0,061	17,48
Итого								26,1		26,22

Таблица 25

Расчет образования нефтешлама при зачистке резервуара на 2021 год

Продукт	Объем резервуара, м <sup>3</sup>	Диаметр резервуара, м	Высота стенки, м	Средняя высота донных отложений, h, м	Плотность н/п в донных отложениях, ρ, кг/м <sup>3</sup>	Доля содержания н/п в дон. отлож., N	Коэффициент налипания, кг/м <sup>2</sup>	Масса нефтепродуктов в донных отложениях, т	Масса нефтепродуктов, налипших на стенки резервуара, т	Масса потерь н/п, М, т
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нефть	2000	15,3	12	0,7	1000	0,7	0,0608	128,7	0,061	128,7
Итого		15,3						128,7		128,7

Итого планируемый объем образуемого нефтешлама на контрактной территории №1057 нефтешлама по годам:

в 2021 – 2023гг. = 120 т/год;

**Расчет количества образования промасленной ветоши**

Промасленная ветошь образуется из чистой ветоши после использования её в качестве обтирочного материала. Расчет объема образования отхода производится согласно «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение №16 к приказу МООС РК от 18.04.2008 г. №100-п).

Нормативное количество отхода N определяется, исходя из поступающего количества ветоши (M0, т/год), норматива содержания в ветоши масел (M) и влаги (W):

$$N = M0 + M + W, \text{ т/год},$$

$$\text{где } M = 0,12 M0; W = 0,15 M0.$$

По данным предприятия, планируемый объем ежегодного образования промасленной ветоши на контрактной территории №1057 составит 0,381 т/год

Расчет объемов образования промасленной ветоши

Структурное подразделение	Кол. израсходованного обтирочного материала, тонн	% содержание нефтепродуктов в отходе	% содержание воды в отходе	Отходы промасленной ветоши, тонн/год
1	2	3	4	5
1057	0,3	12	15	0,381
<b>Итого</b>	0,3			<b>0,381</b>

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**Расчет количества замазученного грунта**

Замазученный грунт образуется при сборе и транспортировке углеводородного сырья в зоне ремонта и при капитальном и подземном ремонте скважин (КРС и ПРС), в результате промывки интервала перфорации скважины ООПС (отходы обратной промывки скважин – песок, пропитанный нефтью).

Количество песка, пропитанного нефтью, при обратной промывке скважин (ООПС)

$$Q_{оопс} = S * h * \rho,$$

где: S – площадь эксплуатационной колонны, м<sup>2</sup>;

h – интервал перфорации, м;

ρ – плотность песка, пропитанного нефтью, 1,47 т /м<sup>3</sup>.

Капитальный ремонт (КРС) – 62 единиц;

Подземный ремонт (ПРС) – 34 единиц.

Таблица 4.27

Расчет образования грунтов, пропитанных нефтью, при ПРС и КРС

Структурное подразделение	Количество скважин, шт		Диаметр эксплуатационной колонны, м	h – интервал перфорации, м	ρ – плотность песка, пропитанного нефтью, т/м <sup>3</sup>	Q <sub>гр.</sub> – объем образования отхода, т/год (1 скважина)	Q <sub>гр.</sub> – объем образования отхода, т/год
	Капитальный ремонт (КРС)	Подземный ремонт (ПРС)					
№ 4671	62	34	168	57,33	1,47	1,867	179,232

Планируемый объем образуемого замазученного грунта на контрактной территории №1057 – 179,232 т/год.

**Расчет шлама при проведении интенсификации притока нефти**

Шлам при проведении интенсификации притока нефти сливается в емкость и вывозится на «Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов». Объем отходов определяется следующим образом:

$$M = \rho_{шлпн} * V_{ш.ипн}$$

где: ρ<sub>шлпн</sub> – плотность шлама образующиеся при интенсификации притока нефти – 1,45 т/м<sup>3</sup>;

V<sub>ш.ипн</sub> – объем образования шлама при интенсификации притока нефти. Объем образования шлама 1 скважину составляет 15,8 м<sup>3</sup>. Тогда

$$M = 1,45 * 15,8 = 22,91 \text{ тонн.}$$

Согласно плану строительства скважин: на 2021 -2023 годы – по 9 ед.

$$M = 22,91 * 9 = 206,19 \text{ тонн.}$$

**Расчет образования огарков сварочных электродов**

Объем образования огарков сварочных электродов рассчитывается по формуле:

$$N_{эл.} = M * \alpha$$

где: M – фактический расход электродов, т/год

α – доля электрода в остатке, α = 0,015.

Расход электродов на планируемых работ предприятия составит 40 кг/год или 0,04 т/год.

$$N_{эл.} = 0,04 * 0,015 = 0,0006 \text{ т/год}$$

Таблица 28

Расчет образования массы огарков сварочного электрода

Наименование отхода	Годовой расход, тонн	Доля электрода в остатке	Количество отходов, т/год
Огарки электродов	0,04	0,015	0,0006

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

---

Всего огарков электрода - **0,0006 тонн.**

**Расчет количества образования лома черных и цветных металлов**

Количество образующегося на предприятии металлолома зависит от объема планируемых ремонтных работ на нефтепромысле. По данным предприятия, на контрактной территории №1057 количество отходов принимается ориентировочно – 140 т/год.

Площадки временного хранения металлолома расположен на "Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь.

**Расчет массы металлической и полимерной тары из-под химических реагентов**

На контрактной территории №1057 для хранения химических реагентов, используемых при строительстве скважины для приготовления бурового и тампонажного растворов, предусматривается использование полимерных и металлических емкостей по 200 кг с годовым расходом:

- полимерная тара – 50 шт. (вес емкости – 10 кг);
- металлическая тара – 200 шт. (вес емкости – 20 кг)

Емкости будут использоваться вторично.

Расчет массы годового количества металлических и полимерных емкостей из-под хим.реагентов приведен в табл. 29

Таблица 29

Расчет массы ежегодного количества емкостей из-под химреагентов

Наименование	Количество бочек, шт.	Вес одной пустой емкости, кг	Масса емкостей из-под хим.реагентов, т/год
Емкости металлические	200	20	4
Емкости полимерные	50	10	0,5

**Расчет количества отработанного масла**

Расчет количества израсходованного моторного масла  $N_d$  рассчитывается по формуле:

$$N_d = U_d \times N_d \times \rho$$

здесь:  $U_d$  – расход топлива,

$\rho$  – плотность моторного масла, равная  $0,93 \text{ т/м}^3$ ;

$N_d$  – норма расхода масла, равная  $0,032 \text{ л/л}$  для дизельного топлива,  $0,024 \text{ л/л}$  для бензина.

Масса отработанного моторного масла рассчитывается как 25% от израсходованного моторного масла:

$$N_{отр} = N_d \times 0,25$$

По данным предприятия, отработанное масло образуется при ремонте оборудования и эксплуатации генераторов, ДЭС. Планируемый объем образуемого отработанного масла на контрактной территории № 1057 составит  $3,111 \text{ т/год}$ .

**Расчет количества медицинских отходов**

На месторождении имеется медицинский пункт, для оказания первой медицинской помощи. Расчет отходов медпункта произведен по «Методике разработки предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п.

Состав медицинских отходов медпункта следующий:

Мед. шприцы и системы 50-70 %,

Вата, бинты 20-40 %;

Отходы процедурных кабинетов (мед. шприцы, системы, вата, бинты), согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

здравоохранения», приказ МЗ РК № 357 от 31.05.2017г. относятся к классу "Б" медицинские отходы – эпидемиологические опасные медицинские отходы (инфицированные и потенциально инфицированные отходы. Материалы и инструменты, предметы, загрязненные кровью и другими биологическими жидкостями.

На территории общежития расположен медпункт, где имеется комната приема больных и процедурный кабинет, в котором образуются медицинские отходы. Ориентировочный норматив образования отходов категории опасности класса Б для амбулаторно-поликлинических учреждений – от 12 до 25 граммов на одно посещение. При обращении в кабинет по одному разу в месяц, на одного человека придется около 200 г, или 0,0002 т/год. При количестве персонала 100 человек, количество отходов составит 0,02 т/год.

**Расчет количества образования строительных отходов**

Строительные отходы образуются при эксплуатации объектов контрактной территорий № 1057, при ремонте или ликвидации скважин и представляют собой в основном бой бетона плотностью 2,4-2,5 т/м<sup>3</sup>. При условии образования 2 м<sup>3</sup> отходов бетонной смеси при ремонте одной скважины образуется около 5,0 т, а в целом при ремонте всех плановых скважин по контрактной территории – 100 т строительных отходов ежегодно. Объем хранения на карте захоронения строительного мусора - 300 м<sup>3</sup>. Вместимость карты 720 тонн (2,4 т/м<sup>3</sup> x 300 м<sup>3</sup> = 720 т.).

**Расчет количества образования твердых бытовых отходов**

Нормой накопления твердых бытовых отходов (ТБО) называется их среднее количество, образующееся на установленную расчетную единицу (1 человек) за определенный период времени (1 год).

Под бытовыми отходами подразумевают все отходы сферы потребления, которые образуются в жилых кварталах, в организациях и учреждениях, в торговых предприятиях и т.д.

Количество образующихся твердых отходов рассчитывается по формуле:

$$G = n \cdot q \cdot \rho$$

где: *n* - количество рабочих и служащих на предприятии

*q* – норма накопления твердых бытовых отходов, м<sup>3</sup>/чел.·год;

*ρ* – плотность ТБО, т/м<sup>3</sup>.

Норма накопления ТБО принимается в соответствии со «Сборником удельных показателей образования отходов производства и потребления», Москва 1999 г. (раздел 5.2). Наиболее часто применяемые для расчетов ТБО приведены в таблице 30 (в таблицу добавлены нормативы сметы с 1 м<sup>2</sup>, взятые из Приложения 11 к СНиП 2.07.01-89 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений")

Таблица 30

**Нормативы накопления ТБО**

Участок	Нормативы накопления ТБО		Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>
	м <sup>3</sup> /чел	кг/чел или кг/м <sup>2</sup>	
Офис, чел	0,2 - 0,3	40 -70	0,22
Гостиницы, чел	0,7-1,0	120-250	0,17
Смет с территории помещений офиса, м <sup>2</sup>		6	0,3
Смет с твердых покрытий территории офиса, м <sup>2</sup>		от 5 до 15	0,3
Жилищно-коммунальное хозяйство	1,2-1,5	350-450	0,3

Поскольку все подрядные организации при проведении буровых и строительных работ все образующиеся отходы вывозят и утилизируют самостоятельно, при расчете ТБО учитывался только постоянный персонал ТОО «ГузкольМунайГаз Оперейтинг». По данным оператора, увеличение количества персонала ремонтно-эксплуатационной службы по контрактной территории № 1057 составит в 2021 – 2023 гг. – 50 человек. В таблице 31 представлен расчет количества образования ТБО по нормативам офисных служб.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Таблица 31

Расчет количества ТБО, образованного в служебных помещениях ремонтно-эксплуатационных служб

Планируемый год	Ремонтно-эксплуатационная служба		
	персонал	образование ТБО	
		м <sup>3</sup>	т
<b>2021</b>	12	3,6	0,84
<b>2022</b>	12	3,6	0,84
<b>2023</b>	12	3,6	0,84

Основным источником образования твердых бытовых отходов является вахтовый поселок, в котором проживает 50 человек, и столовая, в которой питаются все проживающие на территории вахтового поселка. При трехразовом питании из четырех блюд, нормативе отходов 0,03 кг/блюдо (или 0,0001 м<sup>3</sup>/блюдо) и плотности отходов 0,3 т/м<sup>3</sup> расчетный норматив на одного человека составит 0,1314 т/год.

С учетом нормативов образования ТБО получим количество ТБО по КТ № 1057 (табл. 4.32)

Таблица 4.32

Расчет количества ТБО на контрактной территории № 1057

Участок	Планируемый год	Нормативы накопления ТБО		Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>	Персонал, чел или площадь, м <sup>2</sup>	Нормативы накопления ТБО	
		м <sup>3</sup> /чел	кг/чел или кг/м <sup>2</sup>			м <sup>3</sup> /год	т
Площадки месторождений (ремонтно-эксплуатационная служба)	2021	0,3	70	0,22	12	3,6	0,84
	2022	0,3	70	0,22	12	3,6	0,84
	2023	0,3	70	0,22	12	3,6	0,84
Вахтовый поселок-общежитие	2021	1,5	90	0,3	50	75	22,5
	2022	1,5	90	0,3	50	75	22,5
	2023	1,5	90	0,3	50	75	22,5
Столовая	2021	0,44	131,4	0,3	50	22	6,6
	2022	0,44	131,4	0,3	50	22	6,6
	2023	0,44	131,4	0,3	50	22	6,6
Смет с территории общежития и помещений для обслуживающего персонала	2021		6	0,3	600	12,00	3,6
	2022		6	0,3	600	12,00	3,6
	2023		6	0,3	600	12,00	3,6
Итого ТБО по территории №1057	<b>2021</b>				<b>162</b>	<b>175,6</b>	<b>33,54</b>
	<b>2022</b>				<b>162</b>	<b>175,6</b>	<b>33,54</b>
	<b>2023</b>				<b>162</b>	<b>175,6</b>	<b>33,54</b>

**Расчет количества образования отходов отработанной бытовой и оргтехники**

Бытовое оборудование и оргтехника (электронная, компьютеры, печатно-копировальная) подлежит к разбору по морфологическому составу: черный металл, цветной металл, медсодержащие компоненты, пластмасса, стекло, ткань и др. По мере образования данные отходы передается на утилизацию спец. предприятиям. Объем образования отработанных отходов составляет по фактическим данным образования - 10 т.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ГУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**Расчет количества образования отходов от металлической тары с остатками лакокрасочных материалов**

Металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов образуется при проведении антикоррозийных работ на оборудовании на производственных объектах промыслов, а также текущем ремонте зданий и сооружений в вахтовых поселках, строительных работах на новых объектах. По мере образования данные отходы передается на утилизацию спец. предприятиям. Объем образования отходов составляет – 0,5 т.

**Расчет количества образования пластиковых тар**

При использовании пластиковых тар образуются отходы, которые подлежат к утилизации. По мере образования данные отходы передается на утилизацию на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь». Объем образования отходов составляет – 1 т.

Таблица 33

**Результаты расчетов количества отходов производства и потребления на контрактной территории № 1057**

Вид отхода	ед. изм.	Планируемый год		
		2021	2022	2023
Отработанные ртутьсодержащие лампы	т	0,0034	0,0034	0,0034
Буровой шлам	т	2515,22	2515,22	2515,22
Отработанный буровой раствор	т	2515,772	2515,772	2515,772
Шлам при проведении интенсификации притока нефти	т	206,19	206,19	206,19
Нефтешлам	т	120	120	120
Грунты пропитанные нефтью и мазутом	т	179,232	179,232	179,232
Промасленная ветошь	т	0,381	0,381	0,381
Отработанные масла	т	3,111	3,111	3,111
Медицинские отходы	т	0,02	0,02	0,02
Металлическая тара с остатками хим.реагентов	т	4	4	4
Полимерная тара с остатками химических реагентов	т	0,5	0,5	0,5
Твердые бытовые отходы	т	33,54	33,54	33,54
Лом черных металлов	т	70	70	70
Лом цветных металлов	т	70	70	70
Огарки сварочных электродов	т	0,0006	0,0006	0,0006
Строительный мусор	т	100	100	100
Металлическая тара с остатками лакокрасочных материалов	т	0,5	0,5	0,5
Отходы бытовые и оргтехники	т	10	10	10
Пластиковые отходы	т	1	1	1
<b>ВСЕГО</b>	<b>т</b>	<b>5829,47</b>	<b>5829,47</b>	<b>5829,47</b>

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

**Расчет количества буровых отходов, поступающий на "Участок сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь».**

Объёмы строительства эксплуатационных скважин по контрактной территории № 3517 на 2021-2023 гг.

Таблица 34

Глубина скважин, м	Количество скважин по годам		
	2021	2022	2023
<b>по контрактной территории № 3517</b>			
1600	3	5	5
3000	2	-	-
<b>Итого:</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>5</b>

Конструкция скважин (табл. 35):

Таблица 35

Расчетные данные по скважине для расчета объемов буровых работ

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска, м	Высота подъема цемента от устья, м
	долото	колонна		
Направление	393.7	324	40	до устья
Кондуктор	295.9	244.5	600	до устья
Эксплуатационная колонна	215.9	168	1520	до устья

По аналогии с контрактной территорией №4671 проведем расчеты буровых отходов, результаты которых представлены в таблице 36

Таблица 36

**Результаты расчета объемов образования буровых шламов, буровых растворов и буровых сточных вод по контрактной территории № 3517**

Годы	Количество скважин	Образование буровых шламов		Образование отработанных буровых растворов		Образование буровых сточных вод	
		м <sup>3</sup>	т	м <sup>3</sup>	т	м <sup>3</sup>	т
<b>По контрактной территории № 3517</b>							
2021	5	725,97	1234,163	1063,729	1276,47	265,93	279,22
2022	5	578,48	983,42	908,56	1090,278	227,14	238,49
2023	5	578,48	983,42	908,56	1090,278	227,14	238,49

Таблица 37

**Результаты расчетов количества отходов производства и потребления образующиеся от подрядных компаний.**

**Расчет количества образования твердых бытовых отходов**

Нормой накопления твердых бытовых отходов (ТБО) называется их среднее количество, образующееся на установленную расчетную единицу (1 человек) за определенный период времени (1 год).

Под бытовыми отходами подразумевают все отходы сферы потребления, которые образуются в жилых кварталах, в организациях и учреждениях, в торговых предприятиях и т.д.

Количество образующихся твердых отходов рассчитывается по формуле:

$$G = n \cdot q \cdot p$$

где: n - количество рабочих и служащих на предприятии

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м<sup>3</sup>/чел. год;

p – плотность ТБО, т/м<sup>3</sup>.

**ПРОГРАММА УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ  
ТОО «ТУЗКОЛЬ МУНАЙГАЗ ОПЕРЕЙТИНГ»**

Норма накопления ТБО принимается в соответствии со «Сборником удельных показателей образования отходов производства и потребления», Москва 1999 г. (раздел 3.2). Наиболее часто применяемые для расчетов ТБО приведены в таблице 13 (в таблицу добавлены нормативы сметы с 1 м<sup>2</sup>, взятые из Приложения 11 к СНиП 2.07.01-89 "Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений").

Все подрядные организации при проведении буровых и строительных и других работ образующиеся твердо-бытовые отходы утилизируются на термических деструкционных установках на «Участке сбора, временного хранения, обезвреживания и утилизации отходов на месторождении Западный Тузколь».

При расчете ТБО учитывался персонал подрядных организаций - 600 человек. В таблице 14 представлен расчет количества образования ТБО по нормативам офисных служб.

С учетом нормативов образования ТБО получим количество ТБО от подрядных компании (табл. 37)

Таблица 37

Расчет количества ТБО

Участок	Планируемый год	Нормативы накопления ТБО		Плотность ТБО, т/м <sup>3</sup>	Персонал, чел или площадь, м <sup>2</sup>	Нормативы накопления ТБО	
		м <sup>3</sup> /чел	кг/чел или кг/м <sup>2</sup>			м <sup>3</sup> /год	т
Вахтовые поселки подрядных организации	2021	1,5	450	0,3	600	900	270
	2022	1,5	450	0,3	600	900	270
	2023	1,5	450	0,3	600	900	270