



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО СП «Қуатамлонмунай»



Сун Хуайюй

2021 г.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ПРЕДОВОС) К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОНЫС ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.07.2020 ГОДА

Договор № 77-02-20

От АО «НИПИнефтегаз»:

Генеральный директор,
д-р техн. наук

Заместитель генерального директора
по экологии

Директор департамента охраны недр и
окружающей среды

Ответственный исполнитель,
главный специалист



О.С. Герштанский





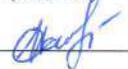



А. О. Дусенбаева

Л. У. Ешбаева

З. Ж. Мурталиев

Ақтау, 2021

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Список исполнителей	Подпись	Фамилия
Директор Департамента охраны недр и окружающей среды	 (подпись)	Л.У.Ешбаева
Ответственный исполнитель, Главный специалист	 (подпись)	З.Ж.Мурталиев
Главный специалист	 (подпись)	Т.Ю.Мигунова
Главный специалист	 (подпись)	Г.А.Мендигазиева
Специалист	 (подпись)	И.А.Саргожа
Специалист	 (подпись)	Р.А.Чотанова
Специалист	 (подпись)	У.Н. Ешбаева
Т.контроль	 (подпись)	Л.У.Ешбаева

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:	1
ВВЕДЕНИЕ	4
1 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	6
1.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	6
1.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу.....	9
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	12
2.1 Общие сведения о месторождении	12
3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ	14
3.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки.....	14
3.1.1 Обоснование выделения объектов разработки	14
3.1.2 Обоснование расчётных вариантов и технологические показатели разработки	16
3.2 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин	26
3.3 Рекомендации к разработке Программы по переработке (утилизации) попутного газа.....	32
4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	34
4.1 Климатическая характеристика.....	34
4.1.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей	36
4.2 Современное состояние атмосферного воздуха	38
4.3 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	41
4.4 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	44
4.5 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	46
4.6 Оценка воздействия на атмосферный воздух	49
4.7 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу.....	51
4.8 Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	53
4.9 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха.....	55
4.9.1 Рекомендации по проведению мониторинга атмосферного воздуха.....	56
5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ	59
5.1 Характеристика водопотребления и водоотведения	59
5.2 Гидрографическая характеристика	65
5.3 Гидрогеологическая характеристика	65
5.3.1 Характеристика современного состояния подземных вод	68
5.3.2 Оценка воздействия и анализ последствий возможного загрязнения подземных вод.....	69
5.4 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения	72
5.5 Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод	75
6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА	77
6.1 Характеристика геологического строения месторождения	77
6.2 Свойства и состав нефти и газа	99
6.2.1 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях	99
6.2.2 Свойства нефти в пластовых условиях.....	104
6.2.3 Свойства конденсата	106
6.2.4 Состав и свойства растворенного в нефти газа и свободного газа	107
6.3 Оценка воздействия на недра	113
6.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	115
6.5 Рекомендации по изучению, контролю и оценке состояния горных пород (предложения по мониторингу геологической среды).....	117
7 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	118
7.1 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения Коньс	119
8 УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	121
8.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления	122
8.2 Программа управления отходами	131
8.3 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	132
8.4 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов.....	134
9 ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ	136
9.1 Шум	136
9.2 Вибрация	137
9.3 Электромагнитное излучение.....	138

9.4 Тепловое излучение.....	140
9.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений .	140
10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	144
10.1 Характеристика почвенного покрова	144
10.2 Современное состояние почвенного покрова	146
10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров	147
10.4 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров	150
10.5 Рекультивация земель	150
10.6 Предложения по организации мониторинга почвенного покрова	152
11 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	154
11.1 Характеристика растительного покрова.....	154
11.2 Современное состояние растительности	155
11.3 Характеристика воздействия на растительные сообщества	156
11.4 Оценка воздействия и мероприятия по снижению воздействия на растительность	158
11.4 Предложения по мониторингу растительного покрова	159
12 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР.....	161
12.1 Характеристика животного мира	161
12.2 Характеристика воздействия разработки месторождения на фауну региона	164
12.3 Мероприятия по снижению вредного воздействия на животный мир	166
12.4 Предложения по мониторингу животного мира.....	166
13 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА	168
13.1 Социально-экономические условия.....	168
13.2 Социально – экономическое положение Кызылординской области	170
13.3 Социально–экономическое положение Сырдарьинского района Кызылординской области	171
13.4 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона	173
13.5 Оценка воздействия на культурно-бытовые, социально-экономические условия и здоровье населения....	175
14 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА.....	177
14.1 Общие понятия и определения.....	177
14.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	178
14.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	184
14.4 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду.....	187
14.5 Оценка экологического риска при буровых операциях	189
15 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	193
15.1 Общие положения	193
15.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и технологической безопасности	194
16 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ	197
16.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду	197
16.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу.....	200
17 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ	203
17.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников	203
17.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде.....	203
18 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	204
ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ.....	207
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ.....	213
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	217

ВВЕДЕНИЕ

«Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) к проекту разработки месторождения Коньс по состоянию на 01.07.2020 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Коньс, с учетом прогнозных технологических показателей разработки месторождения.

Целью проведения ПредОВОС является изучение современного состояния природной среды, определение характера, степени и масштаба воздействия разработки месторождения на окружающую среду и последствий этого воздействия.

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

Выполнение данной работы проводится на базе анализа проведенных мониторинговых исследований на месторождении Коньс за 2019-2020 годы, а также уточненных технологических решений по разработке месторождения и оценки возможного их влияния на окружающую среду при реализации проектных решений, и специализированной научной и методической литературы.

ПредОВОС включает следующие разделы:

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности.
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района месторождения.
- Сведения о социально-экономической среде (хозяйственное положение, занятость трудоспособного населения и т.д.).
- Возможные виды воздействия вариантов намечаемой деятельности на окружающую среду при нормальном (штатном) режиме работы предприятия и при аварийных ситуациях.
- Анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности, включающий основные направления мероприятий по охране окружающей среды, укрупненную оценку возможного

ущерба, а также предложения по организации и составу проведения специальных комплексных экологических исследований на месторождении.

- Заявление об экологических последствиях воздействия на окружающую среду.

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

- Экологического кодекса Республики Казахстан;
- «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду» утвержденная приказом Министра ООС РК от 28 июня 2007 года № 204-п (с изменениями в приказе от 17.06.2016г №253);
- действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

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

Заказчиком работы является ТОО СП «КуатАмлонМунай».

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

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

1.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 1.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 1.1.2.

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 (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 1.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

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

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

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

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

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

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

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

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

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Коныс открыто в 1989 году. Структура месторождения Коныс подготовлена сейсморазведкой МОГТ в 1986-1988 гг. Поисковое бурение начато в 1988г., разведочное в 1990 г. Первооткрывательница - поисковая скважина №1.

Нефтегазовое месторождение Коныс находится в Сырдарьинском районе Кызылординской области и располагается на необжитой территории.

Месторождение Коныс расположено западнее месторождения Бектас на удалении 20 км. Площадь землепользования месторождения Коныс составляет - 30133 га.

В районе расположения месторождения Коныс постоянных населенных пунктов нет. Дорожная сеть представлена автотрассой Кызылорда-Кумколь, и отходящих от нее дорог к нефтяным месторождениям с гравелистым покрытием. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (200 км) и Жусалы (120 км).

Месторождение Коныс расположено в северо-западной части Кызылординской области. Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 2.1.1.

Территория располагается в зоне северных континентальных пустынь и приурочена к поверхности обширной озерной котловины.

Район без водных артерий и постоянных населенных пунктов. Расстояния до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 160 км и 290 км, соответственно. На расстоянии 230 км к востоку от месторождения проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент, а в 20 км к северо-востоку проходит ЛЭП Жусалы-Байконур.

Северо-восточнее контрактной площади расположены разведанные месторождения нефти Арыкумского прогиба Южно-Тургайского бассейна, самое крупное из них - месторождение Кумколь (70 км), разрабатывается с 1991 года.

В 45 км юго-восточнее месторождения Бектас находится зимовка Жайсан. Вахтовые поселки других нефтепромыслов удалены от площади исследований не менее чем на 20 км. Других постоянных населенных пунктов на исследуемой и близлежащей территории нет.

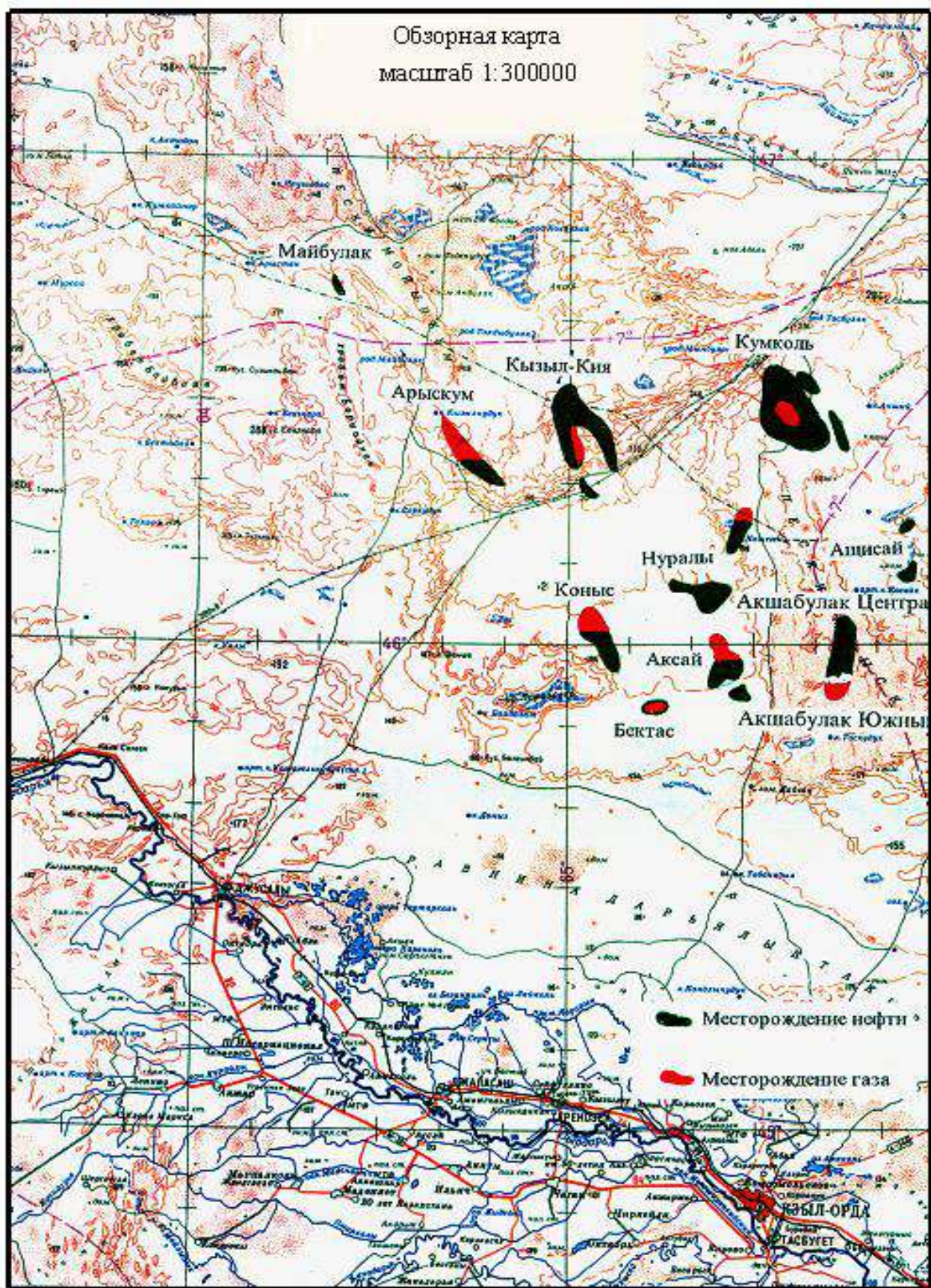


Рисунок 2.1.1 - Обзорная карта расположения месторождения Конасы

3 ОСНОВНЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

3.1 Обоснование выделения эксплуатационных объектов и выбор расчетных вариантов разработки

3.1.1 Обоснование выделения объектов разработки

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

Всего по результатам бурения скважин, данных ГИС и испытания скважин в настоящее время в разрезе месторождения Коныс выявлено 10 продуктивных горизонтов, из них 6 в отложениях нижнего мела (М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5, М-II) и 4 в отложениях верхней юры (Ю-0-1, Ю-0-2, Ю-0-3, Ю-0-4).

По типу, залежи относятся к пластовым сводовым, тектонически, стратиграфически (Ю-0-2 горизонт) и литологически экранированным. По физико-химическим свойствам нефти продуктивных горизонтов относятся к легким, маловязким, со средним содержанием растворенного газа в нефти.

Месторождение характеризуется сложным геологическим строением, которое обусловлено наличием тектонических нарушений, зон глинизации коллекторов продуктивных горизонтов и их распространением по площади в пределах Юго-западного участка, Северного и Южного сводов.

В действующем проектом документе «Дополнение к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2016 г» было выделено 4 самостоятельных эксплуатационных объекта и 2 возвратных объекта.

В рамках настоящей работы пересмотр и изменение ранее выделенных эксплуатационных объектов не производился.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения залежей углеводородов, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных

горизонтов, а также с учетом сложившейся истории и текущего состояния разработки на месторождении выделены 4 самостоятельных объектов разработки и 2 объекта возврата:

- **I объект** – нефтегазовая залежь нижнемелового горизонта М-II.
- **II объект** – нефтяная залежь верхнеюрского горизонта Ю-0-2, разбитый на два пласта Ю-0-2-1 и Ю-0-2-2.
- **III объект** – нефтяная залежь верхнеюрского горизонта Ю-0-1.
- **IV объект** – нефтяная залежь верхнеюрского горизонта Ю-0-3 Юго-западного участка.
- **1 возвратный объект** – нефтяная залежь верхнеюрского горизонта Ю-0-2 Юго-западного участка.
- **2 возвратный объект** – газонефтяная залежь нижнемелового горизонта М-0-3.

Основным объектом эксплуатации является I объект (горизонт М-II), на который приходится 82% (48337 тыс.т) геологических запасов всего месторождения по категориям А+В+С₁.

Фактически на дату составления отчёта в промышленной разработке находятся все объекты разработки.

3.1.2 Обоснование расчётных вариантов и технологические показатели разработки

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводился исходя из положений «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр», «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

Для выделенных объектов эксплуатации выбор расчетных вариантов разработки выполнен с учётом текущего состояния разработки, геолого-гидродинамической характеристики пластовой системы продуктивных горизонтов, текущей пластовой энергии, необходимости поддержания пластового давления и других параметров системы разработки с целью достижения утвержденных КИН.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения с учетом стадии и срока разработки:

- **для I объекта разработки (основной залежи горизонта М-II)**, содержащего основные (82 %) геологические запасы (ГЗ) нефти месторождения, были рассмотрены 3 варианта, в которых предусматривается система ППД путем приконтурного заводнения на северном своде, площадное заводнение – на южном своде и закачки газа в газовую шапку;
- **для II объекта (горизонта Ю-0-2)**, содержащего 4% ГЗ нефти месторождения, предлагается 2 варианта с избирательной системой размещения скважин, предусматривающих систему ППД;
- **для III объекта разработки (горизонта Ю-0-1)**, содержащего 9% ГЗ нефти месторождения, рассмотрены 2 варианта с ППД с избирательной системой размещения скважин;
- **для IV объекта (горизонта Ю-0-3)**, содержащего 9% ГЗ нефти месторождения, рассмотрены 2 варианта, предусматривающих систему ППД;
- **для V (горизонта Ю-0-2 юго-западный участок)**, содержащего 0,6% ГЗ нефти месторождения, рассмотрены 2 варианта на режиме истощения пластовой энергии;
- **для VI (горизонта М-0-3)**, содержащего 2% ГЗ нефти месторождения, рассмотрены 2 варианта разработки с системой ППД.

Итого для разработки эксплуатационных объектов месторождения Коныс рассмотрены 3 расчётных варианта, которые отличаются между собой режимами разработки

залежей, количеством добывающих скважин из бурения, их размещением и темпами отбора углеводородов.

Разбуривание месторождения, предусмотренное во 2 и 3 вариантах, планируется осуществить вертикальными скважинами.

По всем вариантам проектируется разработка с поддержанием пластового давления (ППД) по всем объектам кроме V объекта (Ю-0-2 ЮЗУ). Принятый коэффициент компенсации отбора закачкой на всех эксплуатационных объектах принят равным 100%.

Ниже приведено описание каждого рассмотренного варианта разработки по месторождению в целом и по объектам разработки.

Вариант 1

Ввод скважин из бурения не проектируется. Планируется вывод скважин из бездействующего фонда в количестве 46 единиц.

I объект (горизонт М-II)

Разработка с ППД путем реализации закачки газа в газовую шапку и осуществлением приконтурного заводнения на северном своде, на южном своде – площадное заводнение.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 33 ед.

Фонд добывающих скважин – 209 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 160 ед.

Фонд газонагнетательных скважин – 6 единиц.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 9630 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 99,5 %.

КИН – 0,199 д.ед. (при утвержденном 0,364)

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 55 %.

II объект (горизонт Ю-0-2)

Разработка с ППД с осуществлением площадного заводнения.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 5 ед.

Фонд добывающих скважин – 13 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 4 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 290 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 99,5 %.

КИН – 0,123 д.ед. (при утвержденном 0,223)

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 55 %.

III объект (горизонт Ю-0-1)

Разработка с ППД с осуществлением площадного заводнения.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 5 ед.

Фонд добывающих скважин – 24 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 2 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 458 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 99,5 %.

КИН – 0,085 д.ед. (при утвержденном 0,211)

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 40 %.

IV объект (горизонт Ю-0-3)

Разработка с ППД с осуществлением приконтурного заводнения.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 2 ед.

Фонд добывающих скважин – 14 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 2 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 211 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 96 %.

КИН – 0,227 д.ед. (при утвержденном 0,262).

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 87 %.

V объект (горизонт Ю-0-2 юго-западный участок)

Разработка на естественном режиме.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 1 ед.

Планируется перевод 3 добывающих скважин с IV объекта.

Фонд добывающих скважин – 4 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 23 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 95,6 %.

КИН – 0,068 д.ед. (при утвержденном 0,338).

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 20 %.

VI объект (горизонт Ю-0-2 юго-западный участок)

Разработка с ППД с осуществлением площадного заводнения.

Фонд добывающих скважин – 4 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 3 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 129 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 94 %.

КИН – 0,090 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 27 %.

Вариант 2

Проектируется ввод добывающих скважин из бурения в количестве 114 единиц в период с 2020 по 2032 гг.

Также планируется вывод скважин из бездействующего фонда в количестве 47 единиц.

Планируется перевод 17 добывающих скважин под закачку воды.

I объект (горизонт М-II)

Разработка с ППД путем реализации закачки газа в газовую шапку и осуществлением приконтурного заводнения на северном своде, на южном своде – площадное заводнение.

Ввод новых скважин в период с 2022 по 2032 гг. – 68 ед.

Плотность сетки скважин – 25 га/скв.

Перевод под нагнетание – 13 ед.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 33 ед.

Фонд добывающих скважин – 268 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 170 ед.

Фонд газонагнетательных скважин – 6 единиц.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 17591 тыс.т.

Обводненность на конечная – 98,2 %.

КИН – 0,364 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 100 %.

II объект (горизонт Ю-0-2)

Разработка с ППД с осуществлением площадного заводнения.

Ввод новых скважин в 2025-2026 гг. – 10 ед. Система размещения скважин – избирательная.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 5 ед.

Фонд добывающих скважин – 23 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 4 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 525 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 97,7 %.

КИН – 0,223 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 100 %.

III объект (горизонт Ю-0-1)

Разработка с ППД с осуществлением площадного заводнения.

Перевод под нагнетание – 4 ед.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 5 ед.

Ввод новых скважин в 2020-2027 гг. – 18 ед. Система размещения скважин – избирательная.

Фонд добывающих скважин – 42 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 6 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 1134 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 98,3 %.

КИН – 0,211 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 100 %.

IV объект (горизонт Ю-0-3)

Разработка с ППД с осуществлением приконтурного заводнения.

Ввод новых скважин в 2025-2026 гг. – 10 ед. Система размещения скважин – избирательная.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 3 ед.

Фонд добывающих скважин – 25 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 2 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 243 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 98,6 %.

КИН – 0,262 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 100 %.

V объект (горизонт Ю-0-2 юго-западный участок)

Разработка на естественном режиме.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 1 ед.

Планируется перевод 6 добывающих скважин с IV объекта после выработки.

Фонд добывающих скважин – 7 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 114 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 95,8 %.

КИН – 0,338 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 100 %.

VI объект (горизонт Ю-0-2 юго-западный участок)

Разработка с ППД с осуществлением площадного заводнения.

Ввод новых скважин в 2025-2026 гг. – 8 ед. Система размещения скважин – избирательная.

Фонд добывающих скважин – 12 ед.

Фонд водонагнетательных скважин – 3 ед.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 478 тыс.т.

Обводненность на конец рентабельного периода разработки – 95,3 %.

КИН – 0,335 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 100 %.

Вариант 3 - Рекомендуемый

Отличается от 2-го варианта уплотнением сетки разбуривания на южной части I объекта.

В целом по месторождению проектируется ввод добывающих скважин из бурения в количестве 201 единицы в период с 2020 по 2032 гг. Планируется перевод 32 добывающих скважин под закачку воды.

I объект (горизонт М-II)

Ввод новых скважин в период с 2022 по 2032 гг. – 155 ед. Плотность сетки скважин составит 25 га/скв в центральной части залежи и 6,25 га/скв на южной части.

Перевод под нагнетание – 28 ед.

Вывод добывающих скважин из бездействующего фонда – 33 ед.

Фонд газонагнетательных скважин – 6 единиц.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 17591 тыс.т.

Обводненность на конечная – 97,9 %.

КИН – 0,364 д.ед.

Отбор от утвержденных извлекаемых запасов (ИЗ) – 100 %.

Рекомендуемый вариант разработки месторождения Коныс ТОО СП «КуатАмлонМунай» в соответствии с результатами технико-экономического анализа является **3-й вариант разработки**.

Технологические показатели по **3-му рекомендуемому варианту разработки** в целом по контрактной территории ТОО СП «КуатАмлонМунай» на месторождении Коныс приведены в таблицах 3.1.2.1-3.1.2.2.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ПРЕДОВОС) К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОНЫС ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.07.2020 г.

2072	1,5	0,01	48,97	20082	99,98	0,342	34,6	307490	95,7	0	321532				0,1	3025	100
2073	1,4	0,01	89,67	20083	99,99	0,342	33,7	307524	95,8	0	321532				0,1	3025	100
2074	1,4	0,01	-	20085	100,00	0,342	32,8	307557	95,8	0	321532				0,1	3025	100



Таблица 3.1.2.2 - Месторождение Коньсы. Рекомендуемый вариант 2. Характеристика основного фонда скважин.

Годы	Ввод доб.скважин из бурения за период	Ввод из б/д	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Перевод добывающих скважин под нагнетание	Фонд водонагнетательных скважин на конец года	Фонд газонагнетательных скважин на конец года	Среднегодовой дебит 1 скв., т/сут		Приемистость 1 водонагнет.скв., м ³ /сут	Приемистость 1 газонагнет.скв., м ³ /сут
					добывающих	нагнетательных	всего	в т.ч. мех.	действ.				нефти	жидк.		
2020	1	9	429	533	0	0	258	257	220	0	171	6	1,4	15,9	23	3,4
2021	2	14	432	536	0	0	263	262	234	0	171	6	1,2	12,7	19	3,2
2022	1	9	433	538	0	0	265	264	244	0	171	6	1,0	10,4	16	2,7
2023	0	7	433	538	0	0	267	266	251	0	171	6	0,8	8,9	15	2,4
2024	0	5	433	538	0	0	269	268	256	0	171	6	0,8	7,9	13	2,2
2025	43	2	476	591	1	0	310	309	298	2	173	6	1,5	15,5	28	2,5
2026	36	1	512	636	0	0	344	343	333	2	175	6	2,4	26,2	53	2,9
2027	23	0	535	664	0	1	365	364	350	2	176	6	3,0	34,8	75	3,3
2028	19	0	554	688	0	0	382	381	367	2	178	6	3,4	41,8	94	3,6
2029	19	0	573	712	0	0	399	398	384	2	180	6	3,7	48,4	113	3,9
2030	19	0	592	735	0	0	416	415	401	2	182	6	3,9	54,7	132	4,1
2031	19	0	611	759	1	1	432	431	417	2	183	6	4,1	61,0	152	4,3
2032	19	0	630	782	0	0	449	448	433	3	186	6	4,2	67,2	172	4,5
2033	0	0	630	782	0	0	447	446	431	2	188	6	4,2	71,0	182	4,5
2034	0	0	630	782	0	0	445	444	428	3	191	6	4,1	73,3	184	4,4
2035	0	0	630	782	0	1	443	442	426	2	192	6	3,9	75,9	188	4,3
2036	0	0	630	782	4	0	437	436	419	3	195	6	3,9	81,2	195	4,1
2037	0	0	630	782	0	0	414	413	399	2	195	6	3,9	82,1	188	4,0
2038	0	0	630	782	0	0	415	414	399	3	198	6	3,8	83,8	189	3,9
2039	0	0	630	782	0	0	415	414	399	0	198	6	3,6	85,4	191	3,8
2040	0	0	630	782	1	0	414	413	398	0	198	6	3,5	87,0	194	3,7
2041	0	0	630	782	0	0	414	413	398	0	198	6	3,4	88,8	198	3,6
2042	0	0	630	782	1	0	413	412	397	0	198	6	3,4	92,7	206	3,6
2043	0	0	630	782	0	1	413	412	397	0	197	6	3,2	94,2	210	3,5
2044	0	0	630	782	0	0	413	412	397	0	197	6	3,1	95,8	214	3,4
2045	0	0	630	782	1	0	412	411	396	0	197	6	3,0	97,5	217	3,3
2046	0	0	630	782	1	0	411	410	395	0	197	6	2,9	99,2	220	3,2
2047	0	0	630	782	1	0	410	409	394	0	197	6	2,8	100,9	224	3,1
2048	0	0	630	782	0	0	410	409	394	0	197	6	2,7	102,3	227	3,1
2049	0	0	630	782	0	0	410	409	394	0	197	6	2,6	103,6	229	3,0
2050	0	0	630	782	0	0	410	409	394	0	197	6	2,5	104,6	232	2,9
2051	0	0	630	782	1	0	409	408	393	0	197	6	2,4	105,3	233	2,8
2052	0	0	630	782	0	0	79	79	66	0	13		1,6	31,5	164	
2053	0	0	630	782	0	0	79	79	66	0	13		1,6	31,9	167	
2054	0	0	630	782	0	0	79	79	66	0	13		1,6	32,3	169	
2055	0	0	630	782	0	0	79	79	66	0	13		1,5	32,8	172	
2056	0	0	630	782	0	0	79	79	66	0	13		1,5	33,3	175	
2057	0	0	630	782	0	0	79	79	66	0	13		1,5	33,7	178	
2058	0	0	630	782	0	0	79	79	66	0	13		1,4	34,3	181	
2059	0	0	630	782	2	0	77	77	64	0	13		1,4	35,9	185	
2060	0	0	630	782	1	0	76	76	63	0	13		1,4	37,1	188	
2061	0	0	630	782	0	0	76	76	63	0	13		1,4	37,7	192	
2062	0	0	630	782	0	0	76	76	63	0	13		1,4	38,4	196	
2063	0	0	630	782	0	0	76	76	63	0	13		1,3	39,1	200	
2064	0	0	630	782	0	0	76	76	63	0	13		1,3	39,9	204	
2065	0	0	630	782	0	0	76	76	63	0	13		1,3	40,6	208	
2066	0	0	630	782	0	0	76	76	63	0	13		1,2	41,0	211	

ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ (ПРЕДОВОС) К ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОНЫС ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.07.2020 г.

2067	0	0	630	782	0	0	76	76	63	0	13		1,2	42,5	219	
2068	0	0	630	782	0	0	66	66	53	0	10		1,0	44,0	247	
2069	0	0	630	782	0	0	66	66	53	0	10		0,9	44,2	248	
2070	0	0	630	782	0	0	66	66	53	0	10		0,7	35,3	195	
2071	0	0	630	782	0	0	66	66	53	0	10		0,6	35,3	196	
2072	0	0	630	782	0	0	66	66	53	0	10		0,1	2,0	0	
2073	0	0	630	782	0	0	66	66	53	0	10		0,1	1,9	0	
2074	0	0	630	782	0	0	66	66	53	0	10		0,1	1,9	0	

3.2 Рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

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

Территориально месторождение Коньс делится на два района - Южный и Северный.

Внутрипромысловый сбор добываемой продукции от скважин месторождения Коньс осуществляется с использованием замерных установок (ЗУ). Замерные установки, расположенные на территории Южного Коньса, подключены на групповую установку (ГУ ЮК), где осуществляется первая ступень сепарации, нагрев и перекачка добываемой продукции на ЦППН. Замерные установки, расположенные на территории Северного Коньса, подключены напрямую на ЦППН.

Северный Коньс

Нефтегазовая смесь со скважин подогревается в устьевых подогревателях и по индивидуальным выкидным линиям поступает на блок гребенки близлежащей замерной установки, где осуществляется поскважинный замер добываемой продукции путём переключения на тестовый сепаратор. Далее нефтегазовая смесь от ЗУ по промысловым коллекторам направляется на подготовку на ЦППН. В настоящее время в северном районе месторождения действуют 14 замерных установок.

Южный Коньс

Нефтегазовая смесь со скважин подогревается в устьевых подогревателях и по индивидуальным выкидным линиям поступает на блок гребенки близлежащей замерной установки, где осуществляется поскважинный замер добываемой продукции путём переключения на тестовый сепаратор. Далее нефтегазовая смесь от ЗУ по промысловым коллекторам направляется на первичную подготовку на ГУ Южный Коньс.

В настоящее время в южном районе месторождения обустроено 29 замерных установок, кроме того одна ЗУ-6 расположена на территории ГУ Южный Коньс.

На площадке ГУ Южный Коньс установлено оборудование для первичной подготовки нефтегазовой смеси, с дальнейшей транспортировкой нефти и газа по отдельным трубопроводам на ЦППН. Кроме того, на ГУ Южный Коньс предусмотрено оборудование для приема водонефтяной эмульсии, транспортируемой автоцистернами от ГУ Бектас.

В состав сооружений ГУ Южный Коньс входят следующие площадки:

- Площадка замерной установки ЗУ-6;
- Площадка нефтегазового сепаратора объемом 25 м³;
- Площадка газового сепаратора, объемом 2 м³;
- Площадка подогревателей нефти типа ПП-0,63А;
- Площадка накопительной емкости РВС-2000 м³;
- Площадка для слива нефти с дренажной емкостью, объемом 63 м³;
- Площадка насосов перекачки ДУ 65-50;
- Площадка дренажной емкости ЕПП-10 м³;
- Площадка факельной установки;
- Площадка приема и запуска скребка.

Поступающая на ГУ Южный Коньс газожидкостная смесь подается в нефтегазовые сепараторы 1 ступени объёмом 25 м³, где происходит отделение газа от жидкой части.

Отделившаяся в процессе сепарации водонефтяная эмульсия через печи подогрева типа ПП-0,63А направляется в накопительный технологический резервуар хранения РВС-2000м³ и, далее, повторно нагреваясь, откачивается насосами по трубопроводу Ø 159 мм протяженностью 10 км на подготовку на ЦППН.

Выделившийся в процессе сепарации попутный нефтяной газ направляется в вертикальный газовый сепаратор, где осуществляется его очистка от капельной жидкости. Газ из газового сепаратора через газопровод Ø 219 мм протяженностью 9,5 км направляется на ЦППН, а также частично используется на собственные нужды ГУ Южный Коньс.

Сброс дренажа со всех площадок производится в общую дренажную систему. Продувочные и аварийные сбросы газа со всех технологических установок осуществляются на факел.

ЦППН

Вся продукция, добываемая на месторождении Коньс проходит подготовку на обустроенном ЦППН. Технология в соответствии с техническими решениями предусматривает сепарацию, нагрев нефти, хранение в резервуарном парке, откачку потребителю магистральными насосами.

В состав ЦППН входят следующие технологические установки:

- входной манифольд;
- трехфазный нефтегазовый сепаратор первой ступени, объемом 25м³;
- трехфазный нефтегазовый сепаратор второй ступени DWELL-LTD.SK-101, объемом 50м³;

- концевая сепарационная установка, объемом 50 м³;
- вертикальный газовый сепаратор;
- печь подогрева нефти;
- газокompрессорная установка для обратной закачки газа в пласт;
- газопоршневой генератор для выработки электроэнергии: 2500 кВт;
- печь подогрева газа для ГПУ;
- дизельная электростанция;
- резервуар вертикальный стальной для хранения нефти, объемом 5000 м³, 3000 м³, 1000 м³;
- бустерные насосы откачки товарной нефти;
- блок дозирования реагента БДР;
- нефтяные магистральные насосы;
- насосная станция нефтепровода Коныс-Кумколь;
- печь подогрева трубопровода Коныс-Кумколь;
- факельная установка;
- дренажные емкости: 5 м³, 8 м³, 10 м³, 12,5 м³, 30 м³, 100 м³;
- резервуар вертикальный стальной для пластовой воды, объемом 3000 м³, 1000 м³;
- насосы для откачки пластовой воды из РВС;
- вертикальные дренажные насосы 12НА-22х6 и ВНД 100/100;
- печь подогрева воды УН-0,2;
- установка очистки пластовой воды (УПВ);
- насосы для закачки воды в пласт НБ-125;
- насос одновинтовой (участок ППД);
- нефтеналивная эстакада для нефтевозов.

Прием добываемой продукции на ЦППН осуществляется с северного и южного районов месторождения Коныс, а также с ГУ месторождения Бектас, газ поступает по газопроводу до ЦППН, нефть автоцистернами.

Нефтегазовая смесь с северного района поступает во входной манифольд и направляется в нефтегазовый сепаратор первой ступени. Частично разгазированная водонефтяная эмульсия с давлением ~1 МПа выводится из сепаратора через регулятор уровня и нагреваясь в печах подогрева нефти до температуры 55-60 °С направляется в два параллельно работающих нефтегазовых сепаратора второй ступени.

Попутный нефтяной газ, выделившийся в нефтегазовом сепараторе первой ступени, поступает в газовые сепараторы, объемом 10 м^3 и 4 м^3 , для отделения капельной жидкости и направляется на газокompрессорную установку для компримирования.

В нефтегазовых сепараторах второй ступени частично разгазированная водонефтяная эмульсия северного района месторождения Коныс смешивается с добываемой продукцией, поступающей с ГУ Южный Коныс и ГУ Бектас. Разгазированная водонефтяная эмульсия с давлением $\sim 0,3 \text{ МПа}$ выводится из сепаратора через регулятор уровня и нагреваясь в печах подогрева нефти до температуры $55-60 \text{ }^\circ\text{C}$ подается в концевую сепарационную установку (КСУ) для окончательного разгазирования.

Осушенный от влаги и компримированный газ первой и второй ступеней сепарации используется для закачки в пласт месторождения Коныс с целью поддержания пластового давления, а также на собственные нужды промысла и ЦППН – в печах подогрева нефти, на газопоршневых установках для выработки собственной электроэнергии, в котельных и др.

Весь объем газа для закачки в пласт направляется в газонагнетательные скважины. Компрессорная станция включает в себя 4 компрессора (2ед. в действии, 2ед. в резерве) обратной закачки с максимальной производительностью $200 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ каждая.

Полностью разгазированная нефть после КСУ поступает в технологический резервуар РВС-1000 м^3 , где происходит окончательное отделение нефти от свободной воды.

Обезвоженная нефть из технологического резервуара переливается через линию перетока (на уровне 10 м) в товарные резервуары РВС-5000 м^3 и РВС-3000 м^3 , откуда, после двух часового отстоя, товарная нефть откачивается бустерными насосами и подается в печи подогрева товарной нефти. Нагретая до температуры $55-60 \text{ }^\circ\text{C}$ товарная нефть поступает на насосную станцию и далее закачивается в нефтепровод «Коныс-Кумколь», протяженностью 72,5 км для транспортировки на ПСН «Кумколь». На ПСН «Кумколь» товарная нефть поступает в РВС – 3000 м^3 , где накапливается и откачивается 1 раз в 4 дня обратно на ЦППН «Коныс» в приемный резервуар для товарной нефти (реверс нефти). Из приемного резервуара нефть постоянным потоком в объеме 400 т/сут откачивается в магистральный трубопровод центробежными насосами для дальнейшей сдачи в КТО.

Пластовая вода, отделившаяся в нефтегазовых сепараторах первой, второй ступеней и КСУ, насосами подается в резервуары-отстойники РВС-1000 м^3 и РВС-3000 м^3 и, далее направляется на подготовку для дальнейшей подачи в систему ППД.

Сброс пластовой воды из технологического РВС-1000 м^3 и подтоварной воды из товарных резервуаров РВС-5000 м^3 и РВС-3000 м^3 производится насосами откачки через

линию слива воды в резервуары-отстойники РВС-1000 м³ и РВС-3000 м³ и также направляется на подготовку для подачи в систему ППД.

Дренаж со всех технологических аппаратов производится в закрытые дренажные емкости объемом 100 м³ и 12,5 м³.

Для обеспечения надежности производства и возможности сброса на факел продуктов опорожнения аппаратов во время планово-предупредительных ремонтов, а также при срабатывания предохранительных клапанов, ЦППН оснащен факельной установкой.

Энергоснабжение промысла осуществляется из своего источника электроэнергии – газопоршневых установок мощностью 2,5 МВт (ГПУ).

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

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

- проектные скважины необходимо включить в действующую систему сбора;
- каждая скважина от устья до объекта сбора должна иметь индивидуальный трубопровод (выкидную линию) для обеспечения возможности поскважинного замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения;
- для предупреждения осложнений, связанных с парафиноотложением в оборудовании, материальное исполнение запроектировать аналогично действующим выкидным линиям;
- все наземные участки трубопроводов должны быть оснащены теплоизоляцией, система выкидных линий должна быть заглублена на глубину ниже глубины промерзания грунта;
- все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

Объекты наземного обустройства должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;

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

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

Учитывая профили добычи нефти и газа по всем рассматриваемым вариантам существующих мощностей по подготовке нефти и газа будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется.

С учетом темпов роста обводненности добываемой продукции во всех вариантах целесообразна организация предварительного сброса воды на промысле (УПСВ).

Для закачки воды в пласт во всех вариантах необходимо предусмотреть дополнительное расширение установки подготовки воды, нагнетательной системы, БКНС.

Для закачки газа в пласт по всем рассматриваемым вариантам существующих мощностей достаточно и дополнительного расширения производства не требуется.

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

Оценка капитальных вложений основывается на технологических показателях разработки – максимальная добыча нефти, газа, объем закачиваемого агента (газа, воды) в систему ППД.

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

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

Регулирование вопросов использования 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.

ТОО СП «КуатАмлонМунай» своевременно были разработаны, рассмотрены и утверждены Рабочей комиссии в МЭМР РК Программы развития переработки сырого газа месторождений ТОО СП «КуатАмлонМунай» и Изменения к ним.

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК в 2013 году была разработана и утверждена «Программа переработки попутного газа месторождений Коныс и Бектас на 2014-2016гг.» (Протокол №5 РГ МЭ РК от 20.12.2013 г.) с согласованием технологически неизбежного сжигания газа с 01.01.2014 г. по 30.06.2014 г в объеме 0,105 млн.м³ при добыче газа на месторождениях в объеме 81,2 млн.м³.

В рамках утвержденной «Программы переработки попутного газа месторождений Коныс и Бектас на 2014-2016гг.» были согласованы объемы технологически неизбежного сжигания газа на месторождениях с 01.07.2014г. по 31.12.2014г в объеме 0,105 млн.м³ при добыче газа на месторождениях в объеме 81,2 млн.м³ (Протокол №5 РГ МЭ РК от 16.05.2014г.) и на 2015 год 0,210 млн.м³ при добыче газа на месторождениях в объеме 143,6 млн.м³ (Протокол №1 РГ МЭ РК от 09.10.2014г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ10VCR00000277 от 29.10.2014г.).

В 2016 году была разработана и утверждена «Программа переработки попутного газа месторождений Коныс и Бектас на 2017-2019гг.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 23.12.2016 г.) с согласованием технологически неизбежного сжигания газа на 2017 год по категории V₇ в объеме 0,210240 млн.м³ при добыче газа на месторождениях в объеме 68,500 млн.м³.

В рамках утвержденной «Программы переработки попутного газа месторождений Коныс и Бектас на 2017-2019гг.» были согласованы объемы технологически неизбежного сжигания газа на месторождениях на 2018 год (Протокол №3 РГ МЭ РК от 03.11.2017г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ24VCR00000801 от

22.12.2017 г.) и составил 0,21024 млн.м³, в том числе: $V_6 = 0,0$ млн.м³; $V_7 = 0,210240$ млн.м³; $V_8 = 0,0$ млн.м³; $V_9 = 0,0$ млн.м³, на 2019 год (Протокол №3 РГ МЭ РК от 19.10.2018г., Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ64VCR00000954 от 28.11.2018г.) и составил 0,210240 млн.м³, в том числе: $V_6 = 0,0$ млн.м³; $V_7 = 0,210240$ млн.м³; $V_8 = 0,0$ млн.м³; $V_9 = 0,0$ млн.м³.

В соответствии со статьей 146 и 147 главы 20 Кодекса «О недрах и недропользовании» подписанным Президентом РК 27.12.2017г. и новой формой составления Программы развития переработки сырого газа утвержденная приказом № 165 Министра энергетики РК от 05.05.2018г. в 2019 году была разработана и утверждена «Программа переработки сырого газа месторождений Коньс и Бектас на 2020-2022 гг.» (Протокол №2 РГ МЭ РК от 05.07.2019 г.).

Разрешённый объем технологически неизбежного сжигания газа на 2020 год (Разрешение на сжигание попутного и (или) природного газа №KZ52VPC00010284 от 22.08.2019г.) составляет 0,210816 млн.м³, в том числе: $V_6 = 0,0$ млн.м³; $V_7 = 0,210816$ млн.м³; $V_8 = 0,0$ млн.м³; $V_9 = 0,0$ млн.м³.

В настоящее время достигнута полная утилизация попутного газа месторождения Коньс.

В данное время на месторождении Коньс сырой газ используется для обратной закачки газа в газовую шапку месторождения Коньс с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи, на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла, на ГПУ для выработки электроэнергии, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ.

Согласно планам Программы развития переработки сырого газа по месторождению Коньс приняты решения продолжить использование сырого газа для обратной закачки газа в газовую шапку месторождения Коньс с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи, на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла и на ГПУ для выработки электроэнергии.

4 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

4.1 Климатическая характеристика

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой равнину с абсолютными отметками рельефа 106-160 м над уровнем моря. Преимущественным распространением в рассматриваемом регионе пользуются аллювиальные и аллювиально-озерные образования средне-верхнего плиоцена, представленные глинами и песками аллювиального озерного и озерно-лагунного происхождения.

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. Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов в их суточном, месячном и годовом ходе.

Температурный режим. 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. Зимой температуры имеют отрицательные значения, так средняя температура самого холодного месяца января колеблется от -10,8 до -13,8°С, а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от 27 до 29°С.

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.

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. Средняя повторяемость направлений скорости ветра приводится на рисунке 4.1.1.

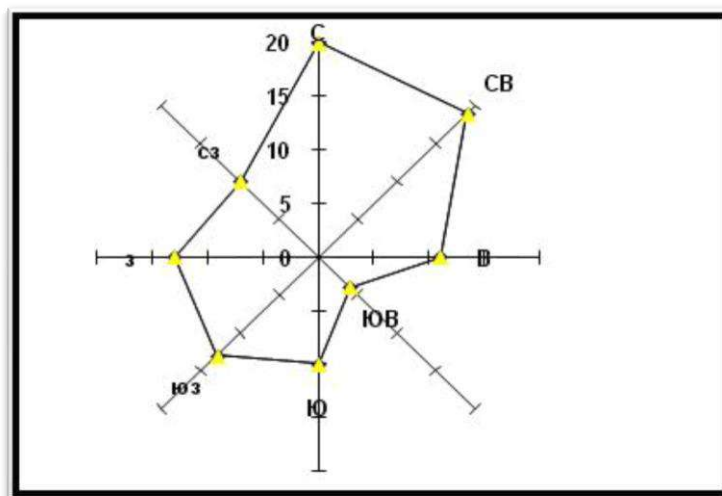


Рисунок 4.1.1 – Годовая роза ветров

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. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-6 мм, зимой 15-17 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года. 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.

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

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 4.1.1.

Таблица 4.4.1 – Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, Т, С	27,8
Средняя температура наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), Т, С	-10,8
Среднегодовая роза ветров, %	
С	20
СВ	19
В	11
ЮВ	4
Ю	10
ЮЗ	13
З	13
СЗ	10
Скорость ветра, повторяемость превышения которой по многолетним данным составляет 5%, м/с	6,0

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).

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 Современное состояние атмосферного воздуха

Основной задачей экологического мониторинга является определение степени соблюдения на месторождении Коныс нормативных объемов выбросов и сбросов ЗВ и соответствие нормативам ПДК.

Данный экологический контроль выбросов и сбросов предприятиями загрязняющих веществ (ЗВ) производится на принципах:

- минимизации ущерба, наносимого окружающей среде (ОС), в сочетании с одновременным обеспечением бесперебойного функционирования предприятия;
- рассмотрения аспектов возможного влияния выбросов и сбросов ЗВ на ОС во взаимодействии;
- использования работ по нормированию выбросов и сбросов в качестве инструмента формирования на предприятии бережного отношения к ОС.

Производственный экологический контроль на объектах предприятия, согласно программе ПЭК, включает в себя наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в районе расположения месторождения Коныс.

Мониторинг атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны

Для характеристики современного состояния воздушного бассейна на месторождении Коныс были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных во 2 квартале 2020 года специалистами испытательной лаборатории ТОО «Орда-Аналитика».

Мониторинг воздушного бассейна проводился с целью получения информации о концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на контрактной территории.

Контроль качества атмосферного воздуха осуществляется в соответствии с «Программой экологического контроля.....» на 4 контрольных станциях по периметру санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Коныс. Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Согласно Программе экологического контроля, в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, серы диоксид, углеводороды C₁₂-C₁₉ и сажа.

Измерение концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в фиксированных точках сопровождается определением метеорологических характеристик воздушной среды (температура, скорость и направление ветра, влажность, давление).

Значения полученных результатов сравнивались с максимально-разовыми предельно-допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ) для населенных мест.

Результаты значений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны во 2-м квартале 2020 года приведены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1 - Результаты наблюдений по точкам отбора проб воздуха в ходе мониторинговых работ во 2 квартале 2020 года

Участок	№ точки	Концентрация ЗВ, определенная газоанализаторами, мг/м ³					
		Контролируемые параметры					
		NO ₂	NO	CO	SO ₂	Углеводороды C ₁ -C ₁₂	Сажа
	ПДКм.р.	0,2	0,4	5,0	0,5	1	0,15
Граница СЗЗ	Коньс-1	0,0	0,0998	1,3	0,0163	0,035	0,0
	Коньс-2	0,0	0,0	1,111	0,0143	0,054	0,0133
	Коньс-3	0,0	0,0	0,187	0,0132	0,0	0,0124
	Коньс-4	0,0	0,012	0,121	0,0	0,0	0,0111
Среднее значение за 2 кв. 2020 года		0,00	0,03	0,68	0,01	0,02	0,01

Таким образом, анализ полученных результатов мониторинговых наблюдений показал, что в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны месторождения Коньс не превышают установленных нормативов предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов.

Контроль на источниках выбросов

Программой экологического контроля на месторождении Коньс предусмотрен мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферном воздухе. Мониторинг эмиссий проводится в соответствии с Планом – графиком контроля над соблюдением нормативов ПДВ (предельно-допустимые выбросы) на источниках выбросов, разработанных в соответствующем проекте нормативов ПДВ.

Производственный мониторинг эмиссий в соответствии с Программой производственного экологического контроля включал в себя контроль отходящих газов на источниках выбросов, с последующим анализом на предмет соответствия нормативам предельно допустимых выбросов.

В рамках мониторинга эмиссий контроль отходящих газов осуществлялся от организованных источников на месторождении Коньс. В отходящих газах определялись концентрации диоксида азота, оксида углерода и метан.

Замеры концентрации загрязняющих веществ на источниках выбросов проводятся с помощью переносных автоматических газоанализаторов. Отбор проб отходящих газов проводится непосредственно от источников выбросов. Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Контроль отходящих газов проводится специалистами ТОО «Орда-Аналитика».

Полученные результаты анализов в ходе мониторинговых исследований во 2-ом квартале 2020 года показали, что на момент проведения замеров выбросы от источников выделения не превышали нормативы ПДВ.

Подфакельные замеры

Целью проведения подфакельных наблюдений является выявление максимальных концентраций загрязняющих веществ, которые создаются при направленных выбросах от предприятия, а также определение размера зоны распространения этих веществ. Точки отбора проб воздуха определялись в зависимости от направления факела (или дыма из трубы), замеры производились на расстоянии 200, 500 и 1000 метров.

Основные загрязняющие вещества при проведении подфакельных наблюдений – диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, сера диоксид, углеводороды, углерод (сажа).

Результаты значений загрязняющих веществ в атмосферном воздухе при проведении подфакельных наблюдений во 2 квартале 2020 года приведены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.2 - Результаты наблюдений в факельной зоне

Участок	№ точки	Концентрация ЗВ, определенная газоанализаторами, мг/м ³					
		Контролируемые параметры					
		NO ₂	NO	CO	SO ₂	Углеводороды	Сажа
	ПДК	2,0	5,0	20,0	10	300	0,15
Подфакельное наблюдение	Т-1. 200 м	0,00254	0,998	2,9	1,5	2,5	0,0966
	Т-2. 500 м	0,00187	0,214	1,1	0,0993	5,21	0,0987
	Т-3. 1000 м	0,00054	0,0885	0,554	0,0877	0,521	0,0077

Таким образом, анализ полученных результатов мониторинговых наблюдений показал, что при подфакельных замерах концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают установленных нормативов предельно-допустимых концентраций (ПДК) ни по одному из определяемых ингредиентов.

Согласно проведенному мониторингу можно сделать вывод, что современное состояние атмосферного воздуха на территории месторождения Коныс - **удовлетворительное.**

4.3 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

В рамках «Проекта разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» планируется ввод скважин из бурения. Ввод скважин по годам из бурения по 3-му рекомендуемому варианту показан в таблице таблица 3.1.2.2.

Для ввода новых проектных скважин необходимо обустройство устья добывающих и нагнетательных скважин 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 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, вида скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу *при эксплуатации* месторождения Коныс будет являться технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции скважин.

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

При разработке месторождения Коныс загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (резервуары для сбора нефти, неплотности ЗРА и ФС и т.д.);
- продуктов сгорания попутного газа (печи подогрева, газокomppressorные станции, газопоршневые установки, устьевые нагреватели, факельная установка).

Все источники выбросов месторождения можно разделить на организованные и неорганизованные. Источникам организованных выбросов присвоены четырехразрядные номера, начиная с 0001, а неорганизованных выбросов – с 6001.

В соответствии с «Проектом разработки месторождения Коньс по состоянию на 01.07.2020 г.» основными источниками выбросов при эксплуатации объектов и сооружений месторождения Коньс будут являться:

Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН). Месторождение Коньс

Организованные источники:

- Печь подогрева (Китай) – источник №0001 - 0002;
- Печь подогрева (Китай) – источник №0003 - 0004;
- Печь подогрева УН-0,2 – источник №0005 - 0006;
- Печь подогрева ПП-0,63 – источник №0007;
- Печь подогрева ПП-0,63 – источник №0008 - 0009;
- Газокомпрессорная станция Waukesha – источник №0010 - 0011;
- Газокомпрессорная станция Waukesha – источник №0012 - 0013;
- Емкость для нефти РВС-3000 м³ – источник №0014 - 0015;
- Емкость для нефти РВС-1000 м³ – источник №0016;
- Емкость для нефти РВС-5000 м³ – источник №0017 - 0018;
- Дежурная горелка – источник № 0019;
- Газопоршневая установка ГПУ – источник №0020 - 0031;

Неорганизованные источники:

- Площадка ЦППН. ЗРА и ФС – источник № 6001;

Замерные установки (ЗУ). Месторождение Коньс

Организованные источники:

- Устьевой нагреватель Hanover. (на ЗУ-1-1 ед., ЗУ-2-1 ед., ЗУ-3-1 ед., ЗУ-4-1 ед.) – источник №0032 - 0035;
- Устьевой нагреватель ППТМ-0,2Г. (на ЗУ-1-3 ед., ЗУ-2-4 ед., ЗУ-3-3 ед., ЗУ-4-4 ед., ЗУ-5-5 ед., ЗУ-6-7 ед., ЗУ-7-2 ед., ЗУ-8-2 ед., ЗУ-9-3 ед., ЗУ-10-12 ед., ЗУ-11-5 ед., ЗУ-14-1 ед., ЗУ-15-3 ед., ЗУ-16-2 ед., ЗУ-17-2 ед., ЗУ-18-3 ед., ЗУ-19-2 ед., ЗУ-21-3 ед., ЗУ-23-5 ед., ЗУ-24-5 ед., ЗУ-29-2 ед., ЗУ-31-1 ед., ЗУ-32-1 ед., ЗУ-33-2 ед., ЗУ-34-4 ед., ЗУ-37-2 ед., ЗУ-38-3 ед., ЗУ-40-11 ед., ЗУ-43-3 ед.) – источник №0036 - 0140;
- Устьевой нагреватель ПП-0,63. (на ЗУ-5-1 ед., ЗУ-7-1 ед., ЗУ-8-1 ед., ЗУ-9-1 ед., ЗУ-14-1 ед., ЗУ-40-1 ед.) – источник №0141 - 0146;

Неорганизованные источники:

- Площадка ЗУ. ЗРА и ФС. (ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4, ЗУ-5, ЗУ-6, ЗУ-7, ЗУ-8, ЗУ-9, ЗУ-10, ЗУ-11, ЗУ-14, ЗУ-15, ЗУ-16, ЗУ-17, ЗУ-18, ЗУ-19, ЗУ-21, ЗУ-23, ЗУ-24, ЗУ-29, ЗУ-31, ЗУ-32, ЗУ-33, ЗУ-34, ЗУ-37, ЗУ-38, ЗУ-40, ЗУ-43) – источник №6002 - 6030;

Групповая установка Южный Коньс (ГУ ЮК). Месторождение Коньс

Организованные источники:

- Печь подогрева ПП-0,63 – источник №0147 - 0149;
- Емкость для нефти РВС-2000 м³ – источник №0150 - 0151;
- Газопоршневая установка ГПУ – источник №0152 - 0171;

Неорганизованные источники:

- Площадка ГУ ЮК. ЗРА и ФС – источник № 6031;

Площадки скважин. Месторождение Коньс

Неорганизованные источники:

- Площадка добывающей скважины. ЗРА и ФС (431 скв.) – источник №6032.
- Площадка газонагнетательной скважины. ЗРА и ФС (6 скв.) – источник №6033.

Всего в период разработки предполагается эксплуатация 204 источников выбросов, из них 171 – организованных, 33 – неорганизованных источников.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух представлены в Приложении 1.

4.4 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

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

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г.;
- «Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г.;
- «Методикой расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005 г. РНД 211.2.02.04-2004.
- «Методикой расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 02.04.2008 г. №79-п).
- техническими характеристиками применяемого оборудования.

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

Для характеристики максимального воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу проведены на 2033 год, в котором, согласно технологическим показателям 3-го рекомендуемого варианта разработки месторождения Коныс (таблица 3.1.2.1), достигается максимальный объем добычи нефти (594,8 тыс.тонн).

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

Качественный и количественный ориентировочный состав загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, по 3-му рекомендуемому варианту представлен в таблице 4.4.1.

Таблица 4.4.1 - Перечень загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу при разработке месторождения Коныс.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК _{м.р.} , мг/м ³	ПДК _{с.с.} , мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
Вариант 3 (рекомендуемый). 2033 год							
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,2	0,04	-	2	9,9348	349,1905
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06	-	3	1,61244	56,7441
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05	-	3	0,0866	2,9538
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008		-	2	0,00821	0,0858
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	3	-	4	12,077	430,087
0410	Метан	-	-	50	-	0,602	19,1468
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	-	50	-	14,1781	237,6644
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	-	30	-	3,6715	38,3121
0602	Бензол	0,3	0,1	-	2	0,04793	0,5003
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	-	-	3	0,01901	0,1932
0621	Метилбензол	0,6	-	-	3	0,02621	0,2785
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	-	0,000001	-	1	0,00000128	0,000064
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01	-	2	0,0192	0,6368
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/	1	-	-	4	6,4448	228,8192
ВСЕГО:						48,72780128	1364,612564

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

Более точные объемы выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от всего технологического оборудования будут представлены в проектах предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для компании ТОО СП «КуатАмлонМунай» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения Коныс.

В рамках «Проекта разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» предполагается строительство скважин по 3-му рекомендуемому варианту разработки.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве и испытании 1-ой проектной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Групповой техникий проект на строительство вертикальных разведочных скважин глубиной 1600 метров на месторождении Коныс (Заключение ГЭЭ от Департамента

экологии по Кызылординской области № 01-04/262 от 08.02.2013 года), составит **12,2445 т/с или 32,0886 т/год.**

Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительстве проектируемых скважин будут определены в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин на месторождении Коныс 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 2.5, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

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

При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия. В соответствии с СанПиН №237 от 20.03.2015 года, расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. Так как на месторождении Коныс, как и на других месторождениях Кызылординской области нет действующих метеопостов «Казгидромет», расчет рассеивания проводился с учетом фоновых концентраций, принятым по результатам мониторинговых наблюдений за 2 квартал 2020 года.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Коньс во 2-ом квартале 2020 года составили:

- Азот оксид – 0,03 мг/м³;
- Углерод оксид – 0,68 мг/м³;
- Диоксид серы – 0,01 мг/м³;
- Углеводороды C₁-C₁₂ – 0,02 мг/м³;
- Сажа – 0,01 мг/м³.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 32000х40000 метров, покрытым равномерной сеткой с шагом 500 м.

Расчет рассеивания проводился для рекомендуемого 3 варианта разработки месторождения Коньс на 2033 год, который согласно таблице 3.1.2.1 характеризуется максимальной добычей нефти и соответственно ориентировочно - максимальными выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух (**1364,612564 т/год**) за период реализации проекта разработки.

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

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

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

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота диоксид	0,2	-	1,837	0,105
0304	Азот оксид	0,4	-	0,224	0,084
0328	Углерод (Сажа)	0,15	-	0,112	0,068
0333	Сероводород	0,008	-	0,258	0,011
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,230	0,141
0410	Метан	-	50	0,00054	0,00003
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	0,351	0,003
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30	0,031	0,002
0602	Бензол	0,3	-	0,040	0,002
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,037	0,001
0621	Метилбензол	0,6	-	0,013	0,001
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	-	0,0119	0,0002
1325	Формальдегид	0,05	-	0,016	0,001
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на С/	1	-	0,273	0,012
0333+1325	Группа суммации	-	-	0,258	0,011

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

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

Размер санитарно-защитной зоны для месторождения Коныс принят в 1000 метров, согласно «Проекту нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух ТОО СП «КуатАмлонМунай» на 2020 год» (Заключение государственной экологической экспертизы №KZ20VCZ00549633 от 05.02.2020 года).

В соответствии с Приказом Министра национальной экономики РК №237 от 20.03.2015 года 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».

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

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 3.

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

4.6 Оценка воздействия на атмосферный воздух

В период разработки месторождения Коньс основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является технологическое оборудование, которое будет задействовано в системе сбора и подготовки продукции. Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу при эксплуатации на месторождении, являются вещества, содержащиеся в транспортируемых средах.

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

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

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

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя вышеприведенную шкалу масштабов воздействия (п.1 данного проекта), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Коньс будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на атмосферный воздух выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

4.7 Мероприятия по снижению отрицательного воздействия на атмосферу

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

- использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу;
- предупреждение открытого фонтанирования скважин в процессе бурения и проведения технологических и ремонтных работ в скважине;
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- внедрение методов испытания скважин, исключающих 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;
- применение на всех резервуарах с нефтепродуктами устройств, сокращающих испарение углеводородов в атмосферу;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;

- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля качества воздуха;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- 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.);
- озеленение территорий объектов месторождения;
- систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, согласно графика режимно-наладочных работ;
- автоматизация мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

4.8 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 разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условиях в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия. В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;

- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- 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 выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20-40%.

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;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с не отрегулированными двигателями.

4.9 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

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

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

Согласно статьям 128 и 132 «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

Производственный мониторинг проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля, разрабатываемой природопользователем и согласованной с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

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

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;

- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;
- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

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

4.9.1 Рекомендации по проведению мониторинга атмосферного воздуха

Мониторинг состояния атмосферного воздуха - система наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения. Получение информации о концентрациях химических веществ в атмосфере для последующей оценки воздействия месторождения на качество воздушной среды является целью контроля и мониторинга атмосферного воздуха. Мониторинг качества атмосферного воздуха предусматривает измерение параметров атмосферы для выявления ее изменений, связанных с эксплуатацией объектов Компании и выбросов загрязняющих веществ. Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

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

В настоящее время мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Коныс проводятся в соответствии «Программой производственного экологического контроля ТОО СП «КуатАмлонМунай»».

Мониторинговые исследования включают в себя мониторинг эмиссий промышленных площадок и мониторинг воздействия на границе санитарно-защитной зоны.

Мониторинг воздействия на контрактной территории месторождения Коныс на атмосферный воздух проводится:

- в 4-х точках контроля по периметру санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Коныс;

Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Для оценки качества атмосферного воздуха производится отбор проб с определением содержания следующих загрязняющих веществ: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, серы диоксид, углеводороды C₁₂-C₁₉ и сажа.

Также на месторождении Коныс проводятся подфакельные наблюдения для получения достоверной и полной информации о состоянии окружающей среды. Проведение отбора проб в зоне влияния факела предприятия, на разных расстояниях от источника, дает возможность проследить изменение концентрации вдоль факела и получить более достоверные данные. В случае изменения направления факела, наблюдения перемещаются в зону влияния факела. Отбор проб воздуха под факелом осуществляется на высоте 1,5-3,5 метра от поверхности земли. Замеры производятся на расстоянии 200, 500 и 1000 метров.

Для оценки качества атмосферного воздуха производится отбор проб с определением содержания следующих загрязняющих веществ: диоксид азота, оксид азота, оксид углерода, сера диоксид, углеводороды, углерод (сажа).

Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 года №168.

Полученные результаты замеров сравниваются с максимально-разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДК_{м.р.}) или ориентировочно безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ) для населенных мест.

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

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

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферный воздух (наблюдения на источниках выбросов) выполняются в целях контроля соблюдения установленных для них нормативов ПДВ и разрешенных лимитов выбросов. Нормативы ПДВ для каждого источника установлены в проекте нормативов ПДВ.

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

В рамках проведения мониторинга атмосферного воздуха на месторождении Коньс рекомендуется продолжить исследование качества атмосферного воздуха в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования атмосферного воздуха, в рамках Программы производственного экологического контроля, охватывают все необходимые точки контроля и компонентный состав атмосферного воздуха.

5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВОДНЫЕ РЕСУРСЫ

5.1 Характеристика водопотребления и водоотведения

Водопотребление.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение персонала на месторождении обеспечиваются из подземных вод, прошедших обработку. В настоящее время на территории вахтового поселка месторождения Коныс имеются следующие водозаборные сооружения для водоснабжения коммунальных и питьевых нужд:

- ❖ Подземный водозабор из двух скважин;
- ❖ Сети хозяйственно-питьевого водопровода;
- ❖ Станция водоподготовки;
- ❖ Резервуары для хранения воды.

Водоснабжение вахтового поселка в настоящее время осуществляется за счет двух гидрогеологических скважин №№ 1В и 3В. Артезианские скважины 1В и 3В пробурены на туронский водоносный горизонт. Глубина забоя 350 – 360 м, дебит 2 л/с. Конструкция скважин двухколонная.

В скважине № 1В техническая колонна диаметром 146 мм установлена в интервале 0-202 м, фильтровая колонна диаметром 146 мм установлена «впотай» с забивкой сальника в межтрубном пространстве. Сетчатый фильтр диаметром 146 мм установлен в интервале 320 – 340 м, конструкция скважины № 3В аналогична конструкции № 1В, с разницей в интервале установки фильтра 324 – 345 м.

Вода из **скважины № 1В** используется для хоз-бытовых нужд вахтового поселка. Для доведения воды до питьевого качества имеется двухступенчатая очистка воды.

Первая ступень – умягчение воды, вторая – электродиализная установка подготовки воды, по принципу обратного осмоса, куда направляется вода после первой стадии очистки. После опреснения вода хранится в эмалированной емкости, откуда подается в водопроводную сеть поселка. Рассолы из установки подготовки воды отводятся в канализационную сеть вахтового поселка.

Химический состав опресненной воды после очистки соответствует СП «Санитарно-эпидемиологические требования в водоемким, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей» утвержденный приказом МНЭ РК № 209 от 16.03.2015 года и ГОСТ 2877-82. Вода питьевая.

Добываемая из **скважины № 3В** вода используется на хозяйственно-бытовые нужды вахтового поселка (полив территории, противопожарный запас).

Ориентировочное расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-питьевых нужд на месторождении Коньс выполнено на основании рекомендаций:

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

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозбытовые нужды – 0,12 м³/сутки на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода 0,012 м³ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – 0,04 м³ на 1 кг сухого белья;
- количество работающего персонала – 414 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, человек	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Хозбытовые нужды	1 житель	414	0,12	49,68	18133,2	49,68	18133,2
Столовая	4 условных блюда в сутки	414	0,012	19,872	7253,28	19,872	7253,28
Прачечная	1 кг сухого белья	414	0,04	16,56	6044,4	16,56	6044,4
Всего:				86,112	31430,88	86,112	31430,88
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	4,3056	1571,5440	4,3056	1571,5440
Итого:				90,418	33002,424	90,418	33002,424

Водоотведение.

В настоящее время хозяйственно-бытовые сточные воды от жилых блок – контейнеров, прачечной, столовой отводятся по сети самотечной канализации вахтового поселка в приемную камеру КНС-1. Канализационные сети выполнены из непластифицированного поливинилхлорида (ПВХ) диаметром 150 мм.

Загрязненные ливневые воды технологических площадок ЦППН и УПГ собираются в дождеприемники, далее самотеком, через колодцы с гидрозатвором отводятся в дренажную емкость типа ЕП-40 (V=40 м³), а затем по мере наполнения откачиваются насосом в

отстойник пластовой воды (резервуар РВС). Здесь они отстаиваются и после фильтрации используются в системе поддержания пластового давления.

Стоки от промывки оборудования ЦППН, УПГ и БКНС собираются в дренажные емкости, а затем отводятся на очистные сооружения пластовой воды, где проходят отстаивание и фильтрацию, а затем закачиваются в пласт. Аналогично собираются и обрабатываются производственные и ливневые стоки групповых и замерных установок ГУ и ЗУ.

Хозяйственно-бытовые стоки от операторной ЦППН, лаборатории, пожарного депо собираются в локальные септики. По мере наполнения сточные воды откачиваются и вывозятся автотранспортом на очистные сооружения вахтового поселка. Стоки от лаборатории предварительно нейтрализуются в канализационном колодце, а затем отводятся в септик.

Производственные стоки, образующиеся на автомойке, отводятся на локальные очистные сооружения (дренажный приямок, бензомасло-уловитель). Стоки после локальной очистки от нефтепродуктов и взвешенных веществ с остаточным загрязнением собираются в септик $V=15\text{ м}^3$ с последующим вывозом на очистные сооружения.

Водоотведение ливневых стоков с территорий без твердого покрытия и не загрязненных нефтепродуктами по спланированной поверхности производится на рельеф местности за ограждение территории.

Неочищенная подземная вода используется для полива территории и создания резерва воды в противопожарных целях.

Очистные сооружения.

На месторождении Коныс принята схема очистки сточных вод хозяйственно – бытового характера на очистных сооружениях биологической очистки.

Земельный отвод под сооружения биологической очистки выполнен с подветренной стороны господствующих в теплое время года ветров относительно вахтового поселка на расстоянии 400 м.

Предусмотрены четырехступенчатые биопруды. Первая ступень биопрудов с искусственной аэрацией, последующие ступени с естественной аэрацией. В основу проекта был принят типовый проект 902-3-10 «Аэрируемые биопруды для очистки сточных вод в 4 климатическом районе на $70\text{ м}^3/\text{сут.}$ » ЦНИИЭП, утв. 05.1980 года откорректирован в 1985 году.

Участок аэрируемых биологических прудов представляют собой инженерные сооружения в виде обвалованных земляных котлованов и состоят из:

- биопруд 1 ступени, пруд-преаэратор с искусственной аэрацией с размерами 21 м x 21 м и площадью зеркала - 289 м²;
- биопруд 2 ступени с естественной аэрацией с размерами в плане 35 м x 68 м, площадью зеркала - 1984 м²;
- биопруд 3 ступени с естественной аэрацией с размерами в плане 35 x 56 м площадью зеркала - 1618 м².
- поля фильтрации с размерами 68 м x 156 м, площадью зеркала - 10608 м².

Также на площадке расположен блок-контейнер, где располагаются воздуходувочная.

Для обслуживания биопрудов предусмотрены проездные пути: дороги шириной проезжей части – 6,5 м. Территория биопрудов ограждена, въезд через распашные ворота. На территорию биопрудов посторонним вход запрещен.

В настоящее время сточные воды хоз-бытового характера по самотечной канализации вахтового поселка месторождения Коньс поступают в приемную камеру канализационной насосной станции (КНС-1) с решетками для улова крупных включений (тряпки и пр.). По мере накопления стоки откачиваются в многокамерный септик, расположенный за ограждением вахтового поселка, и после отстаивания перекачиваются КНС-2 по напорному коллектору L – 400 м в колодец-гаситель биопрудов.

Из колодца-гасителя по самотечному трубопроводу стоки поступают в пруд – аэратор, куда компрессорной установкой подается атмосферный воздух для искусственной аэрации стоков. Для электроснабжения компрессора установлена трансформаторная подстанция.

В помещении воздуходувной установлены ротационные газодувки. Количество газодувок - 2 (1 рабочая, 1 резервная). Забор воздуха осуществляется из атмосферы через жалюзийную решетку, установленную на высоте 2,0 м. Воздух от воздуходувочной подается в пруд перфорированным трубопроводом, расстояние от дна до точки выпуска воздухоподачи в сточную воду – 0,5 м.

Под воздействием активного окисления воздухом происходит разложение органических загрязнителей, степень очистки стоков в I-й ступени составляет до 70 %.

Далее сточная вода проходит очистку в прудах естественной аэрации, которые связаны трубопроводом с системой переливных колодцев и могут использоваться как последовательно, так и параллельно. Степень очистки от органического загрязнения в каждой следующей ступени до 50 % БПК_{полн}.

Биологические пруды представляют собой емкость прямоугольной формы в плане с

гидравлической глубиной: 3,0 м при искусственной аэрации и 1,0 м при естественной аэрации.

Выпуск очищенной воды из ступеней осуществляется через переливное устройство, расположенное на 0,2 м ниже уровня воды.

Полями фильтрации являются специально устроенные земляные сооружения, предназначенные для очистки от загрязняющих веществ поступающих на них сточных вод. Эти сооружения являются заключительным звеном систем отведения и очистки хозяйственно-бытовых сточных вод. Сточные воды хозяйственно-бытового характера вахтового поселка месторождения Коныс подвергаются механической и биологической очистке и только после этого отводятся на поля фильтрации.

Согласно «Проекту нормативов предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ в сточных водах ТОО СП «КуатАмлонМунай»» на 2017-2021 годы (заключение ГЭЭ №KZ36VCSY00098473 от 05.06.2017 года) определены нормативы сбросов загрязняющих веществ со сточными водами на период с 2017-2021 годы.

Нормативы сбросов загрязняющих веществ со сточными водами представлены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.2 – Нормативы предельно допустимых сбросов загрязняющих веществ на 2017-2021 годы

Номер выпуска	Наименование показателя	Нормативы сбросов, г/ч и лимиты сбросов, т/год загрязняющих веществ на перспективу				
		на 2017 г. - 2021 г.				
		Расход сточных вод		Допустимая концентрация на выпуске, мг/дм ³	Сброс	
		м ³ /ч	тыс. м ³ /год		г/ч	т/год
	БПК ₅	4,8	42,0	36,0	172,8	1,512
	Взвешенные вещества			40,0	192	1,680
	Азот аммонийный			12,6	60,5	0,529
	Азот нитритный			0,14	0,672	0,006
	Азот нитратный			15,2	72,96	0,638
	ПАВ			0,8	3,84	0,034
	Сульфаты			735	3528	30,87
	Хлориды			1035	4968	43,47
	Нефтепродукты			0,21	1,008	0,009
	Всего:					-

Мониторинг сточных вод.

Мониторинговые наблюдения за состоянием сточных вод на месторождении Коныс проводятся в соответствии с Программой экологического контроля и в соответствии с нормативно-методическими документами, регламентирующими этот вид деятельности. Периодичность контроля – 1 раз в квартал. Мониторинг сточных вод предусматривает отбор проб с очистных сооружений расположенных на территории месторождения Коныс.

Результаты отбора проб сточной воды представлены в таблице 5.1.3.

Таблица 5.1.3 – Результаты отбора проб сточной воды

Наименование источников воздействия (контрольные точки)	Наименование загрязняющих веществ	Установленный норматив (мг/дм ³)	Фактический результат мониторинга (мг/дм ³)
Сточная вода м-р Коныс (до очистки)	Взвешенные вещества		97,0
	БПК ₅		37,2
	Хлориды		344,0
	Сульфаты		472,0
	Азот аммонийный		2,5
	Азот нитритный		0,098
	Азот нитратный		6,2
	Нефтепродукты		3,2
	СПАВ		0,72
Сточная вода м-р Коныс (после очистки)	Взвешенные вещества	40,0	38,0
	БПК ₅	36,0	25,4
	Хлориды	1035,0	245,0
	Сульфаты	735,0	412,0
	Азот аммонийный	12,6	1,3
	Азот нитритный	0,14	0,0304
	Азот нитратный	15,2	1,1074
	Нефтепродукты	0,21	0,18
	СПАВ	0,8	0,56

Полученные результаты анализов в ходе мониторинговых исследований во 2 квартале 2020 года показали, что на момент проведения отбора проб сточной воды на месторождении не превышали нормативы ПДС.

В рамках «Проекта разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» предполагается строительство скважин согласно принятых проектных решений.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве и испытании 1-ой проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Групповой технический проект на строительство вертикальных разведочных скважин глубиной 1600 метров на месторождении Коныс (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Кызылординской области № 01-04/262 от 08.02.2013 года), и составят объем водопотребления – 1594 м³ и объем водоотведения с учетом потерь - 1498 м³.

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

5.2 Гидрографическая характеристика

На исследуемой территории постоянные водотоки и водоемы отсутствуют. Имеются только небольшие овраги и промоины временных водотоков. К югу от контрактной территории протекает река Сырдарья, которая принадлежит к числу рек со смешанным типом снежно-ледникового питания. Образуется от слияния рек Нарын и Карадарья и считается наиболее длинной (более 2000 км) рекой бассейна Аральского моря. К востоку от лицензионного участка протекает р. Сырасу. Она берет начало двумя ветвями Жаксы-Сырасу и Жаман-Сырасу со склонов гор Бугулы и Актау на высоте 700-900 м на территории Карагандинской области. Это самая большая по протяженности река Центрального Казахстана и в то же время самая маловодная.

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

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

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

5.3 Гидрогеологическая характеристика

В соответствии с гидрогеологическим районированием Республики Казахстан месторождение Коныс находится в зоне сочленения Южно-Торгайской и Сырдарьинской систем артезианских бассейнов, граница между которыми проходит по Главному Каратаускому разлому, который является по данным гидрогеологических исследований, водонепроницаемой границей. По условиям формирования подземных вод водозаборный участок приурочен к Северо-Кызылкумскому артезианскому бассейну II-го порядка, Сырдарьинской системы артезианских бассейнов. Подземные воды приурочены к большинству стратиграфических подразделений, но имеют значительные различия по условиям залегания, питания, качественной и количественной характеристики.

В пределах рассматриваемого района расположения нефтяного месторождения Коныс

выделены следующие водоносные горизонты:

Подземные воды спорадического распространения верхнечетвертичных аллювиальных отложений. Воды спорадического распространения аллювиальных отложений (aQ_{III}) распространены в юго-западной части описываемой территории. Породы представлены линзообразными прослоями песков среди суглинков и глин. Зона аэрации в пределах распространения водоносного горизонта верхнечетвертичных отложений сложена песками, супесями, суглинками, глинами. Подземные воды верхнечетвертичных отложений имеет прямую гидравлическую связь с нижележащими туронскими и сенонскими водоносными горизонтами. Основным источником питания описываемого горизонта является инфильтрация атмосферных осадков, а в небольшой степени нижезалегающие подземные воды верхнемелового возраста.

Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений (N_2^3). В пределах описываемой площади отложения верхнего плиоцена распространены на значительной территории. Подземные воды в них распространены спорадически. Это объясняется тем, что выпадающие атмосферные осадки полностью испаряются, либо незначительная часть их проникает в нижележащие водоносные горизонты.

Водовмещающими породами являются линзы крупнозернистых песков и песчано-гравийные отложения среди суглинков и глин. Питание вод верхнеплиоценовых отложений происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков. В связи с малым количеством выпадающих на плато осадков, пополнение запасов подземных вод незначительно.

Водоносный горизонт сенонских отложений (K_{2sp}). Сенонские отложения выходят на дневную поверхность в пределах Нижнесырдарьинского свода, то есть западнее описываемой территории. В пределах данной территории эти отложения залегают от 20 (южная часть территории) до 350 м (территория севернее Каратауского разлома). Водовмещающими породами являются пески, реже песчаники. Пески серовато-желтые, голубовато-серые мелкозернистые кварц-полевошпатового состава. Водупором служат глины туронского возраста.

Водоносный горизонт туронских отложений (K_{2t}) в пределах территории имеет повсеместное распространение. На значительной площади выходит на дневную поверхность. Водовмещающими породами являются, преимущественно пестроцветные, мелкозернистые, слюдястые пески. Подстилаются они сероцветными глинистыми образованиями сенонского возраста. Подземные воды турона гидравлически связаны с вышележащим сенонским водоносным горизонтом, образуя с ним единый водоносный комплекс.

Воды туронских отложений используются для водопоя скота, а на участках развития

слабоминерализованных вод и для водоснабжения населенных пунктов.

Водоносный горизонт сеноманских отложений (K_{2s}) имеет широкое распространение. Этот водоносный горизонт на соседних территориях вскрывается многочисленными скважинами. Водовмещающими породами являются серые мелкозернистые пески с прослоями глин.

Режим водоносного горизонта не изучался. Воды сеноманских отложений пригодны для водоснабжения чабанских бригад и водопоя скота, а при острой необходимости и для хозяйственных целей.

Водоносный горизонт альбских отложений (K_{1al}) имеет широкое распространение. Водоносный горизонт в пределах описываемой территории – на глубине 200 – 900 м.

Воды альбского водоносного горизонта практического значения не имеют из-за глубокого залегания подземных вод и их высокой минерализации, а на участках развития слабой минерализации могут быть использованы для водопоя скота.

Комплекс подстилается флюидоупорами из глин палеогена и верхнего альб-сеномана.

Скважины, обеспечивающие водоснабжение вахтового поселка, эксплуатируют подземные воды верхнемеловых туронских отложений месторождения подземных вод «Коньс» в пределах Кызылкумского артезинского бассейна. Глубины скважин 1В и 3В составляют 350 и 360 м. Дебит скважин – 6,0 – 10,5 $\text{дм}^3/\text{с}$, минерализация воды – 4,5 – 5,1 мг/л. В связи с отсутствием в районе расположения вахтового поселка подземных вод питьевого качества, извлекаемые подземные воды используются на хозяйственно – питьевые нужды после проведения водоподготовки на электродиализной установке с доведением качества воды до соответствия требованиям ГОСТ 2874-82.

5.3.1 Характеристика современного состояния подземных вод

Мониторинг добычи и состояния подземных вод представляет единую систему наблюдений и контроля над водными ресурсами при выполнении работ по освоению месторождения для своевременного выявления и оценки происходящих изменений, рационального использования водных ресурсов и предотвращения вредного воздействия на них.

С целью получения информации о состоянии подземных вод и оценки влияния на них деятельности предприятия на месторождении Коньс осуществляется мониторинг подземных вод. Контроль над состоянием подземных вод проводится специалистами ТОО «КАЗЭКОАНАЛИЗ».

Мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод на месторождении Коньс проводятся в соответствии с Программой экологического контроля и в соответствии с нормативно-методическими документами, регламентирующими этот вид деятельности. Периодичность контроля – 1 раз в квартал.

Мониторинг подземных вод предусматривает отбор проб с артезианской скважины 3В расположенного на территории вахтового поселка месторождения Коньс.

Результаты отбора проб подземной воды с артезианской скважины 3В представлены в таблице 5.3.1.

Таблица 5.3.1 - Результаты отбора проб подземной воды с артезианской скважины расположенного на территории вахтового поселка

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация
1	2	3
Техническая вода м/р Коньс скв.3	Взвешенные вещества	22,0
	Хлориды	211,0
	Сульфаты	374,0
	Азот нитритов	0,03
	Азот нитратов	1,1
	Азот аммонийный	0,9
	Нефтепродукты	0,0
	СПАВ	0,18

5.3.2 Оценка воздействия и анализ последствий возможного загрязнения подземных вод

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

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

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

Согласно «Методическому руководству по охране подземных вод от загрязнения», незащищенные подземные воды – водоупор небольшой мощности, невыдержанный по площади, имеются нарушения сплошности (литологические «окна», зоны интенсивной трещиноватости, разломы), на отдельных участках водоупор отсутствует.

К основным природным факторам относятся:

- перекрытость подземных вод слабопроницаемыми отложениями;
- глубина залегания подземных вод;
- мощность, литология и фильтрационные свойства пород, перекрывающих водоносный горизонт;
- поглощающие свойства пород.

Предполагаемыми источниками негативного воздействия на подземные воды (как непосредственного загрязнения, так и загрязнение почв с последующей инфильтрацией стоков с атмосферными осадками до уровня подземных вод) являются:

- добывающие скважины, нарушающие целостность геологической среды и как следствие:
 - ✓ поступление нефти и минерализованных вод в подземные водоносные горизонты через плохо изолированные буровые скважины по затрубному пространству;
 - ✓ аварийных разливов во время испытания скважин, в результате разлива топлива и отработанных масел.
- оборудование, принимающее участие при строительстве и испытании скважин (строительная техника и транспорт, складские помещения, химические реагенты, используемые для приготовления бурового раствора, сточные воды, образующиеся при бурении и функционировании хозяйственных блоков, отработанный буровой раствор, ГСМ и т.д.) вследствие:
 - ✓ неправильного хранения химических реагентов и т.д.
 - ✓ аварийного разлива нефти на поверхности земли;
- вахтовый поселок, как источник образования бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод;

К техногенным факторам относятся, прежде всего, специфические свойства тех или иных видов загрязняющих веществ, влияющие на структуру пород и вызывающие изменения их свойств. Одна и та же порода может проявлять различные фильтрационные свойства по отношению к различным типам загрязняющих веществ. Установлено, что глины (в особенности монтмориллонитовые) могут быть практически непроницаемые для пресных вод и фильтровать хлоридные растворы.

Техногенными источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего сами газо-нефтяные скважины, нарушающие целостность геологической среды, а также вследствие межпластовых перетоков, нарушения целостности скважин и цементации затрубного пространства, нарушения герметичности сальников.

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.

Также, одним из источников воздействия на подземные воды является вахтовый поселок. Для предотвращения загрязнения подземных вод бытовыми отходами и

хозяйственно-бытовыми сточными водами на территории вахтового поселка предусмотрены специальные контейнеры для сбора ТБО и емкости для сточной воды. Воздействие вахтового поселка будет кратковременным и не окажет значительного влияния на уровень и качество грунтовых вод.

В связи с тем, что реализация проектных решений по разработке месторождения, предполагается бурение новых скважин, 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 и газоконденсатных 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-высечным и насосным боками, 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-высечным и насосным блоками приготовления раствора гидроизолируется глиноцементным составом с 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 должно быть размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

В целом на период разработки месторождения Коныс при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не

ождается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый при разработке месторождения в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² 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 воздействия на подземные воды на месторождении Коньс присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

5.4 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

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.

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

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод на период разработки месторождения Коньс предусматривает следующие мероприятия:

- освоение и эксплуатация добывающих скважин должна проводиться при соответствующем оборудовании скважин, предотвращающем возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа;
- необходимым условием применения химических реагентов при эксплуатации месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов и нефти, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин;
- предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- при обводнении эксплуатационных скважин помимо контроля за обводненностью их продукции, проводятся специальные геофизические и гидрогеологические исследования с целью определения места притока воды в скважину через колонну, источника обводнения и глубины его залегания;
- гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов и завес;
- 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;
- изоляция верхних водоносных горизонтов в скважинах;
- 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;
- применять конструкцию скважины для предотвращения межпластовых перетоков подземных вод при не герметичности ствола скважин;
- не допускать использования воды питьевого качества на производственные нужды (в системе поддержания пластового давления, для приготовления бурового раствора и т.д.) без соответствующего обоснования и решения уполномоченного органа в области использования и охраны водного фонда и уполномоченного органа по использованию и охране недр;
- установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды;
- соблюдать требования промышленной безопасности;
- 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;
- предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли;
- проведение мониторинговых наблюдений за состоянием поверхностных и подземных вод.

5.5 Предложения по организации экологического мониторинга подземных вод

Целью мониторинга подземных вод является получение информации о качественном составе этих вод в результате производственной деятельности предприятия. В целях определения влияния разработки месторождения на подземные воды предлагается проводить мониторинговые наблюдения за состоянием подземных вод первых от поверхности водоносных горизонтов, принимающих на себя основную нагрузку при эксплуатации объектов месторождений. Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения мониторинговых скважин.

Точками отбора проб на изучение подземных вод являются места расположения мониторинговых скважин. Периодичность контроля 1 раз в квартал.

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:

- замеры уровней и температуры воды;
- 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 (HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+});
- окисляемость перманганатная, жесткость общая;
- нефтепродукты, фенолы;
- аммоний, нитриты, нитраты;
- фториды, железо общее;
- взвешенные вещества, фосфаты;
- СПАВ, БПК, ХПК;
- тяжелые металлы (Fe, Cu, Cd, Pb, Zn, Ni, Co).

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

В рамках проведения мониторинга подземных вод на месторождении рекомендуется продолжить исследование состояния подземных вод в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования подземных вод, в рамках «Программы производственного экологического контроля ТОО СП «КуатАмлонМунай»», охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе подземных вод.

Если результаты мониторинга подземных вод будут указывать на отсутствие негативных экологических процессов, то возможна корректировка перечня контролируемых параметров.

6 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

6.1 Характеристика геологического строения месторождения

Характеристика геологического строения была составлена на основе материалов геолого-геофизических исследований всех пробуренных поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, результатах изучения шлама и лабораторного изучения керна.

Результаты обобщения и комплексного анализа существующих геолого-геофизических данных на месторождении Коньс, включающих уточненные данными бурения материалы интерпретации сейсмосьемки 3Д, материалы бурения и промыслово-геофизических исследований всех пробуренных скважин, результатов их опробования и гидродинамических исследований. Разработанное представление о геологическом строении использовано в качестве основы для выполнения настоящего проектного документа.

По состоянию на 01.07.2020 г. на месторождении Коньс в фонде недропользователя числится 541 скважина, в том числе 257 эксплуатационных, 13 в консервации, 177 нагнетательных, 39 наблюдательных, 44 водозаборных и 11 ликвидированных.

В настоящей работе уточнение геологического строения проведено по данным бурения 41 скважины, из которых 24 скважины (скв. 44, 61, 62, 92, 357, 426, 430, 464, 465, 507, 508, 515, 516, 517, 518, 522, 526, 527, 528, 529, 531, 587, 589, 601) не вошли в работу «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коньс по состоянию на 02.01.2016 г.» и 17 скважин (скв. 326, 327, 468, 509, 536, 537, 538, 542, 543, 547, 553, 558, 567, 576, 597, 598, 599) были пробурены за период после работы «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коньс по состоянию на 02.01.2016 г.» Из 41 упомянутой скважины по состоянию на дату выполнения настоящего отчета 14 скважин (скв. 61, 327, 468, 507, 515, 538, 543, 547, 558, 567, 576, 597, 598, 599) находятся в эксплуатации в действии, 6 скважин (скв. 357, 430, 464, 527, 537, 553) в простое, 5 скважин (скв. 465, 508, 509, 516, 531) в бездействии, 2 скважины (скв. 92, 517) находятся в наблюдательном фонде, 1 скважина (44) в консервации, 9 скважин (скв. 62, 326, 528, 529, 536, 542, 587, 589, 601) нагнетательные в действии, 4 скважины (скв. 426, 518, 522, 526) нагнетательные в простое. На рисунке 6.1.1 приведена схема расположения пробуренных скважин.

Полученная информация по скважинам, использованным для уточнения геологического строения в настоящей работе, не изменила ни принципиальную схему расчленения разреза, ни представление о его литологии и стратиграфии.

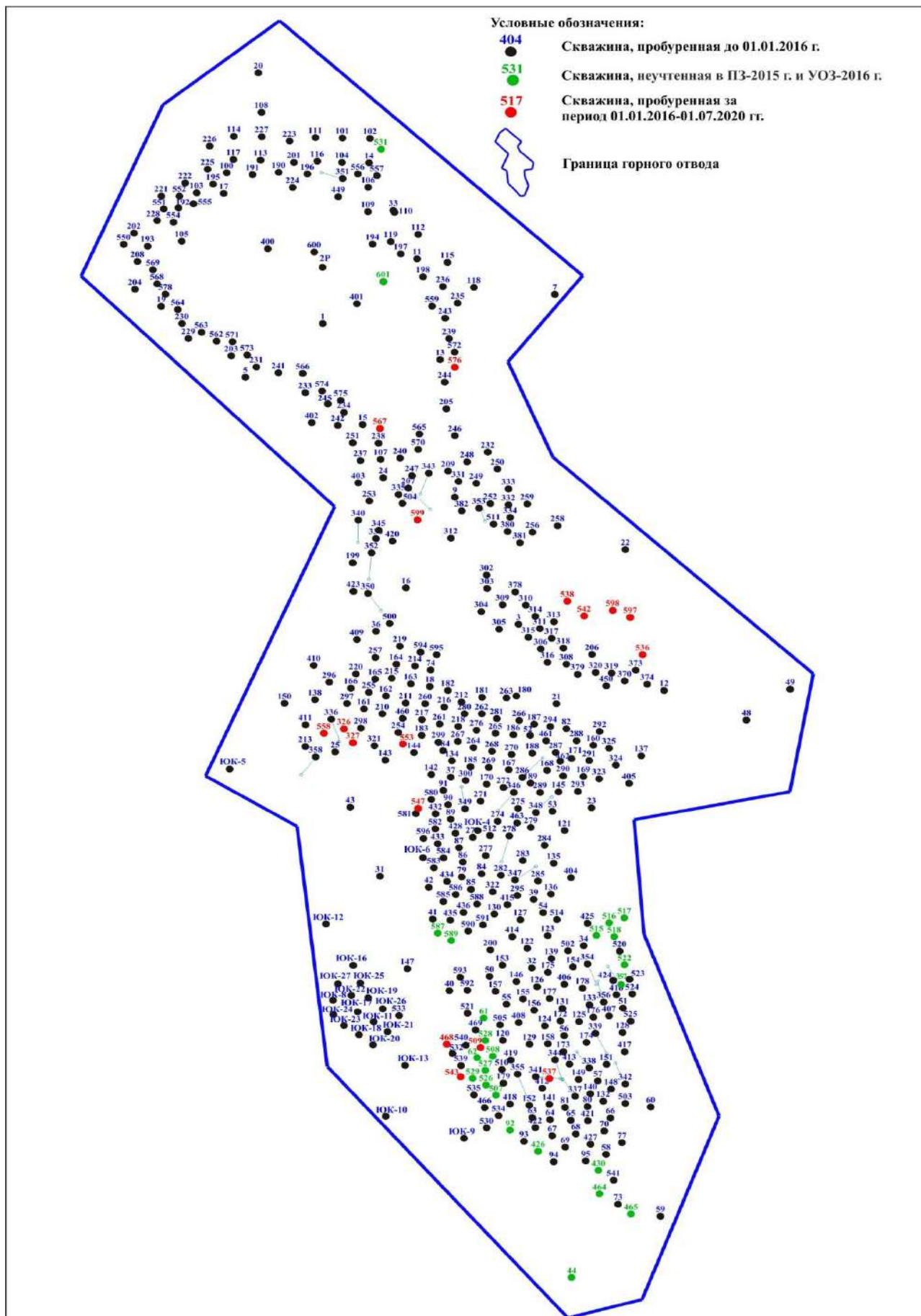


Рисунок 6.1.1 – Схема расположения пробуренных скважин месторождения Коньсы.

Литолого-стратиграфическая характеристика

Пробуренными скважинами на месторождении вскрыт комплекс отложений домезозойского основания, на которых с региональным стратиграфическим несогласием залегают комплекс осадочных отложений мезозоя и кайнозоя: юрский рифтогенный комплекс, мел-палеогеновый платформенные структурные яруса, отличающиеся тектоническим режимом формирования.

Домезозойское основание (фундамент - PZ)

На месторождении Коньс кровельная часть домезозойского основания вскрыта 4 скважинами (скв. 4, 6, 25, 31) и представлена серыми и темно-сиреневыми туфопесчаниками, алевролитами, аргиллитами и гравелитами. Толщина вскрытых отложений домезозойского основания в скважине 4 составила 514 м.

Юрская система – J

На территории месторождения юрская система представлена всеми тремя отделами: нижним, средним, верхним. Полный разрез юрской системы непосредственно в районе месторождения Коньс скважинами не вскрыт, поэтому описание нижней части разреза приведено по аналогии с параметрической скважиной 1П-Бектас, пробуренной до глубины 4036 м.

Нижний отдел - J₁

Отложения нижнеюрского отдела состоят из двух свит: сазымбайской, айбалинской.

Сазымбайская свита (J_{1s-sb}). В Арысском прогибе свита представлена мощной толщей, выраженная в верхней части переслаиванием серых песчаников, алевролитов и аргиллитов, в основной нижней части разреза преимущественно гравелитами. Подошва свиты ни в одной из скважин не вскрыта.

Айбалинская свита (J_{1ab}). В скважине 1П-Бектас отложения представлены темно-серыми до черных аргиллитами и глинистыми алевролитами, с углефицированными растительными включениями, в средней части с прослоями серых песчаников. Толщина айбалинской свиты 1128 м.

Средний отдел – J₂

Среднеюрские отложения состоят из двух свит: дощанской и карагансайской.

Дощанская свита (J_{2-2ds}) в составе тиарского и батского ярусов представлена серыми разнозернистыми песчаниками до гравелитов, которые переслаиваются с глинистыми алевролитами и слоями аргиллитовидных глин. На месторождении отложения свиты вскрыты только в скважине 3, толщина отложений составляет 165 м.

Карагансайская свита (J_{2kr}) представлена темно-серыми аргиллитовидными глинами

и глинистыми алевролитами с пачкой битуминозных горючих сланцев в кровельной части. Отложения карагансайская свиты вскрыты скважинами 1 и 3. Вскрытая толщина изменяется от 170 до 190 м.

Верхний отдел - J_3

Верхнеюрский отдел с угловым и стратиграфическим несогласием перекрывает отложения карагансайской свиты и расчленен на две свиты: кумкольскую и акшабулакскую.

Кумкольская свита (J_3kt) в районе расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижнекумкольская подсвита (J_3kt_1) представлена серыми глинистыми алевролитами с прослоями мелкозернистого песчаника. Отложения подсвиты вскрыты скважиной 1 в интервале 1984-2090 м (106 м) и скважиной 3 в интервале 1995-2040 м (45 м).

Среднекумкольская подсвита (J_3kt_2) в свою очередь расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт ($J_3kt_2^1$) представлен переслаиванием темно-серых песчаников и алевролитов с прослоями глины. Толщина нижнего горизонта от 63 м (скв. 9) до 201 м (скв. 3).

Верхний горизонт ($J_3kt_2^2$) сложен темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами. Толщина верхнего горизонта от 111 м (скв. 9) до 150 м (скв. 1).

Верхнекумкольская подсвита (J_3kt_3) литологически представлена переслаиванием слабо сцементированных песчаников, алевролитов с прослоями темно-серых глин. Толщина отложений подсвиты колеблется от 120 м (скв. 3) до 160 м (скв. 9).

Акшабулакская свита (J_3ak) представлена пестроцветными глинами, серыми алевролитами и характеризуется наиболее невыдержанным по площади литологическим составом, обусловленным многообразием литолого-фациальных литотипов, представленных мелководно-озерными, местами аллювиальными русловыми и озерно-пойменными отложениями. Толщина акшабулакской свиты от 53 м (скв.551) до 573 м (скв.25).

На месторождении в отложениях свиты выделяются продуктивные горизонты Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3, Ю-0-4.

В кровельной части разреза акшабулакской свиты прослеживается отражающий горизонт Ю-0-1. С кровлей горизонта Ю-0-2-1 стратифицирован целевой отражающий горизонт Ю-0-2. С кровлей горизонта Ю-0-3 - отражающий горизонт Ю-0-3. С кровлей горизонта Ю-0-4 - отражающий горизонт Ю-0-4.

Меловая система - K

Меловая система залегает с региональным размывом и угловым несогласием на

отложениях акшабулакской свиты верхней юры. В разрезе мелового комплекса выделяются следующие стратиграфические подразделения: даульская, карачетауская, кызылкиинская, балапанская свиты, приуроченные к отложениям нижнего и верхнего отделов меловой системы.

Даульская свита по микрофауне, представленной остракодами, датируется неокомским возрастом, карачетауская свита - аптским-среднеальбским, кызылкиинская свита – верхнеальбским-сеноманским, балапанская свита – верхнетурон-верхний сенонским возрастом.

Нижний отдел - K_1 . Неокомский надъярус - K_{1nc}

Даульская свита - K_{1nc1dl} . В разрезе свиты по литологическому составу пород выделяются нижнедаульская и верхнедаульская подсвиты.

Нижнедаульская подсвита (K_{1nc1}) делится на два горизонта: нижний (арыскупский) и верхний.

Арыскупский горизонт (K_{1nc1ar}) залегает в основании нижнедаульской подсвиты.

Литологически горизонт представлен гравелитами, песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами. Гравелиты светло-серые, зеленоватые, неравномерно разнообломочные, на карбонатном цементе и песчано-глинистом цементе. Пески, песчаники и алевролиты серые, светло-серые. Пески серо-зеленые, серо-бурые, мелко-среднезернистые. Аргиллиты пестроцветные, кирпично-красные, серовато-зеленые, сильно песчанистые. Толщина арыскупского горизонта изменяется от 3 м (скв. 48) до 47 м (скв. 355).

В кровельной части разреза арыскупского горизонта прослеживается отражающий горизонт М-П. К отложениям приурочен нефтегазовый горизонт М-П.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1^2}) представлен аргиллитами красно-коричневыми, коричневыми, местами алевролитистыми с включениями и прослоями серо-зеленых разностей и является региональным флюидоупором над нефтегазоносным комплексом. Толщина верхнего горизонта колеблется от 43 м (скв. 278) до 126 м (скв. 106, 110).

Верхнедаульская подсвита (K_{1nc2+a}) литологически представлена песчаниками зеленовато-серыми, мелко-среднезернистыми, слюдястыми, кварц-полевошпатовыми, местами с пропластками гравелитов, цемент глинистый. Толщина отложений изменяется от 126 м (скв. 533) до 203 м (скв. 102).

К отложениям подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4, М-0-5.

Аптский+среднеальбский ярусы - K_{1a-al_2}



Ярусы представлены отложениями карачетауской свиты, которые с размывом залегают на даульской, сложены песками, песчаниками, гравелитами, алевролитами и алевролитистыми глинами серого, зеленовато-серого цветов. Толщина свиты варьирует от 141 м (скв. 340) до 347 м (скв. 251).

Верхнеальбский-сеноманский ярус – $K_{1-2}al_3-s$

Ярус представлен отложениями кызылкиинской свиты. Отложения сложены пестроцветными глинистыми алевролитами, монтморелонит-каолиновыми глинами с прослоями песков и песчаников. Толщина свиты изменяется от 103 м (скв. 251) до 276 м (скв. 410).

Верхний отдел – K_2

Отложения верхнего мела представлены верхне-турон – верхне - сенонским ярусом.

Верхне-турон – верхний сенонский - ярус - $K_2t_2-sn_2$

Верхне-турон – верхний сенонский ярус представлен отложениями балапанской свиты, сложен глинами, карбонатными алевролитами, песками и песчаниками серыми, зеленовато-серыми с прослоями пестроцветных, с включениями углефицированных растительных остатков. Толщина свиты изменяется от 312 м (скв. 31) до 445 м (скв. 24).

Палеогено-четвертичная система - $P+Q$

Палеогено-четвертичные отложения в Арыкумском прогибе с региональным размывом залегают на отложениях верхнего мела, литологически представлены зеленовато-серыми, пепельно-серыми глинами с прослоями глауконитовых песчаников в нижней части разреза и серыми карбонатными песчаниками, алевролитами с прослоями глин в верхней части. Толщина отложений изменяется от 86 м (скв. 16) до 189 м (скв. 127).

Тектоника

Месторождение Коныс в тектоническом плане расположено в центральной части Арыкумской грабен-синклинали (Рисунок 6.1.2).

Южно-Торгайская впадина состоит из двух прогибов: Арыкумского на юге и Жиланчикского на севере, разделенных Мынбулакской седловиной. Все выявленные месторождения, включая и Коныс, расположены в южном, Арыкумском прогибе. Последний примыкает с юго-запада к Нижнесырдарьинскому своду, с северо-востока к складчатой системе Улутау и с востока примыкает к палеозойской Шу-Сарысуйской впадине. С юга прогиб примыкает к Большому Каратаускому разлому, протягивающемуся с северного склона хребта Большого Каратау на северо-восток вдоль Ю-3 границы Арыкумского прогиба по оси крайней с юго-запада Арыкумской грабен-синклинали.

ТЕКТОНИЧЕСКАЯ СХЕМА

АРЫСКОГО ПРОГИБА

Масштаб 1:500 000

Составили: Г.П. Филиппов, В.А. Созинов

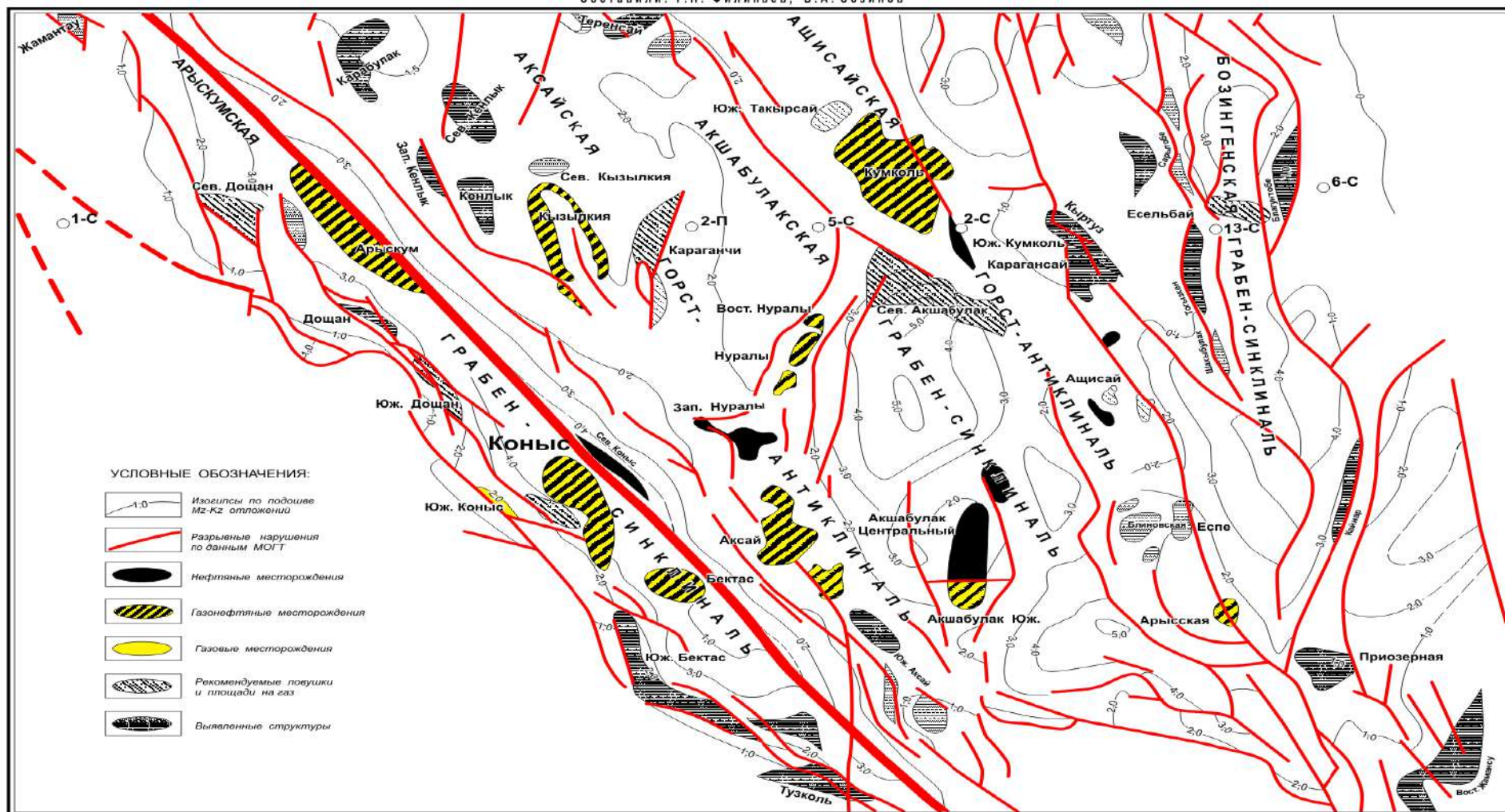


Рисунок 6.1.2 – Тектоническая схема. Месторождение Коньс.

В Арыкумском прогибе выделяются четыре горст-антиклинали с запада на восток: Аксайская, Ащисайская, Табакбулакская и Бозингенская, разделенные таким же количеством грабен-синклиналей: Арыкумская, Акшабулакская, Сарыланская, Бозингенская. Месторождение Коньс расположено в центральной части Арыкумской грабен-синклинали. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения двух структурных этажей: домезозойского складчатого и платформенного.

В строении домезозойского складчатого структурного этажа участвуют породы палеозоя, которые на месторождении вскрыты всеми скважинами. В составе платформенного чехла четко выделяются два структурных подэтажа: рифтогенный и ортоплатформенный.

Фундамент плиты имеет сложное блоковое строение, обусловленное наличием Каратауского разлома и множества более мелких разрывных нарушений субмеридионального и субширотного направлений. Амплитуды смещений весьма значительные, о чем свидетельствуют резкие различия глубин залегания кровли фундамента на относительно небольших расстояниях.

В Арыкумском прогибе глубина залегания кровли домезозойского фундамента по данным бурения параметрических скважин оценивается более 5000 м.

В пределах рассматриваемого района палеозойские отложения вскрыты на глубине 1435-1788 м, на соседнем месторождении Бектас в скв.1-П, расположенной всего в 14 км - на глубине 3878 м (предположительно низы фаменского яруса).

Отложения юры и мела на месторождении и на всем Арыкумском прогибе накапливались на домезозойском унаследованном палеорельефе, заполняя низкие депрессионные участки или котловины. Процесс осадконакопления и тектонический режим не был одинаково стабильным по всей территории. На одних участках шло поднятие, а в других - опускание с накоплением мощной толщи осадков до 3,5 км. Знакопеременное движение наблюдалось по всему Арыкумскому прогибу. К началу накопления каждой толщи происходила активизация тектонических движений с накоплением более грубообломочных осадков, а в завершающей части стабилизацией района с накоплением тонкообломочных пород. Интенсивность тектонических движений была распределена по прогибу также неравномерно. Наиболее интенсивными они были в зонах или вблизи крупных разломов, являющихся ветвями (второго и третьего порядков) региональных разломов: Каратауского и Улытауского.

Для юрских отложений, представленных верхним отделом и частично верхней частью среднего отдела в скважинах 1 и 3, характерен унаследованный характер соотношения структурных элементов и на примере структурных построений по юрским и меловым

горизонтам можно видеть, что характер структур меняется, и вверх по разрезу они становятся более сложными по форме. Что касается разломной тектоники, то для поверхности фундамента и юрских отложений она имеет достаточно интенсивное выражение, и вверх по разрезу, уже на уровне меловых горизонтов тектонические нарушения становятся менее амплитудными.

По результатам проведенных сейсмических исследований и данных бурения установлено довольно сложное структурно-тектоническое строение месторождения Коныс.

В 2013 г. на месторождении Коныс выполнена переинтерпретация материалов 3Д с учетом данных бурения новых скважин. В результате уточнено геологическое строение меловых и юрских отложений и положения тектонических нарушений.

Месторождение Коныс разделено на три участка: северный, южный и юго-западный, каждый из которых представляет отдельную брахиантиклинальную структуру.

Юрские отложения, которые к северу и северо-востоку выклиниваются под подошву неокомских отложений нижнего мела, распространены только в пределах южного и юго-западного участков и тектоническими нарушениями разного направления разделены на отдельные блоки различной конфигурации.

Структурные планы отражающих горизонтов Ю-0-4, Ю-0-3, Ю-0-2, Ю-0-1 аналогичны.

По ОГ Ю-0-3 на южном участке тектоническими нарушениями обособляются отдельные блоки и зоны, где минимальные отметки составляют минус 1098, минус 1091 и так далее метров, отложения моноклинально погружаются северо-запад и восток до абсолютных отметок -1200 м. На северо-востоке отложения выклиниваются под отложения мела.

На юго-западном участке минимальные отметки -1022,4 м в скважине 24-ЮК и -1009,5 м в скважине 10-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1110 м.

По ОГ Ю-0-1 северо-восточная часть южного участка срезана зоной выклинивания юрских отложений под меловые. Минимальные отметки составляют минус 997,9, 1005,9 и так далее метров, отложения в пределах контрактной территории моноклинально погружаются на северо-запад и восток до абсолютных отметок -1100 м.

На юго-западном участке в южной части отложения выклиниваются под меловые. Минимальная отметка -953,8 м в скважине 24-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1000 м.

По кровле ОГ М-II, характеризующему кровлю песчаного пласта арыкумского горизонта (нижний неоком) выделено три отдельных участка: северный, южный и юго-западный, каждый из которых представляет брахиантиклинальные структуры.

На северном участке в северо-восточной части прослежен ряд кулисообразных тектонических нарушений субмеридианального направления, свод поднятия также осложнен рядом разно ориентированных тектонических нарушений. Минимальные отметки в своде - 1017-1018 м, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1150 м.

Южный участок в своде осложнен продольными сбросами f_1 , f_2 и поперечным сбросом f_3 , примыкающими к сбросу F_2 . Амплитуды тектонических нарушений изменяются от 5 м до 20 м. Минимальные отметки в своде -980 м, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -1080 м.

Юго-западный участок представляет собой полусводовое поднятие, экранированное с запада, юга, востока тектоническими нарушениями F_2 и F_3 . Минимальные отметки -904 м в скважине 10-ЮК, отложения моноклинально погружаются на восток до отметок -980 м. По ОГ М-0-3 структурный план повторяет строение ОГ М-II. Сама структура разделена на 2 участка разрывным нарушением f_6 , который в свою очередь является экраном. Минимальные отметки горизонта находятся в центральной части, в своде, далее отложения моноклинально погружаются на восток.

Нефтегазоносность

На месторождении по данным поисково-разведочного, эксплуатационного бурения, детальной попластовой корреляции разрезов скважин по материалам ГИС в нижне-неокомских отложениях установлены 5 продуктивных горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4 и М-0-5. В подошвенной части отдела (даульская свита) выделяется арыкумский горизонт, к которому приурочен газонефтяной горизонт М-II. В отложениях верхней юры (акшабулакская свита) выделены продуктивные залежи Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3 и Ю-0-4 горизонтов.

Коллекторы продуктивных горизонтов представлены песками, песчаниками, алевролитами и гравелитами, переслаивающимися с тонкими пачками глин.

Границами залежей служат положения контактов газ-вода, нефть-вода, линии литолого-фациального замещения коллекторов и тектонические нарушения, выявленные по результатам сейсмических исследований и данным бурения.

Уточнения сведений о нефтегазоносности проведены по данным бурения 41 скважины, и наиболее значимыми явились в продуктивных горизонтах М-II, Ю-0-1 и Ю-0-2, и описаны ниже.

Нижненеокомские отложения

Горизонт М-0-1. С горизонтом связаны газовые залежи на северном своде в пределах блоков II, IV, на южном своде в пределах блоков IV, IV' и на юго-западном участке месторождения в блоке VI.

Блок II. По данным ГИС выделены газонасыщенные коллекторы в скважине №600, газоводонасыщенные – в скважине №2. Залежь блока приурочена к полусводу, ограниченному с востока, запада тектоническими нарушениями f_{18} и f_{20} , с юга и севера – контурными водами. Газоносность опробованием не подтверждена.

Газоводяной контакт принят на отметке минус 748,2 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине №600. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 739,3 м в скважине №2, высота залежи – 4,1 м. Площадь залежи – 1760 тыс. м².

Блок IV. В пределах блока выявлены две залежи: на северном своде в районе скважин (№№401 и 601), и на южном своде в районе скважин (№№3, 206, 302, 303, 309, 310, 311, 313, 314, 315, 317, 319, 320, 370, 373, 374, 378, 379 и 450). По данным ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в 19-ти скважинах, газоводонасыщенные – в 2-х скважинах (№№401 и 601). Газоносность подтверждена опробованием скважины №3, в которой при совместном опробовании горизонтов М-0-1 и М-0-2 получен приток газа дебитом до 142,5 тыс. м³/сут.

Залежь в районе скважин (№№401 и 601) приурочена к полусводу, ограниченному с севера и запада сбросами f_{16} и f_{18} , с востока и юга – контурными водами.

Контур газоносности принят на отметке минус 752,2 м в скважине №401 по подошве газонасыщенного коллектора. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 743,4 м в скважине №401, высота залежи – 8,8 м. Площадь залежи – 1576 тыс. м².

Залежь в районе скважин (№№3, 206, 302, 303, 309, 310, 311, 313, 314, 315, 319, 320, 370, 373, 378, 379 и 450) ограничена с юго-востока сбросом f_{10} , с юго-запада – зоной литолого-фациального замещения, с севера и северо-востока – контурными водами.

ГВК принят по подошве газоносного пласта на отметке минус 789,0 м в скважине №302. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 755,4 м в скважине №206, высота залежи – 33,6 м. Площадь залежи – 7150 тыс. м².

Блок IV'. По комплексу ГИС газонасыщенные коллекторы выделены в 2-х скважинах (№№12 и 374). Залежь блока ограничена с северо-запада сбросом f_{10} , с севера, востока и юга – контурными водами. При опробовании в скважине №12 получен приток газа дебитом 29,03 тыс. м³/сут.

ГВК принят на отметке минус 783,4 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине №12. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 768,4 м

в скважине №374, высота залежи – 15 м. Площадь залежи – 2295 тыс. м².

Блока VI. По данным ГИС коллекторы в одной скважине ЮК-10 газоводонасыщенные, в остальных скважинах блока – литолого-фациально замещены.

Залежь блока ограничена с запада сбросом F₃, с северо-востока, юго-востока – зоной литолого-фациального замещения, с севера и востока – контурными водами. Газоносность опробованием не установлена. Прямой ГВК по ГИС не установлен.

ГВК принят на отметке минус 758,3 м по подошве газоносного пласта в скважине ЮК-10. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 741,3 м, высота залежи – 17 м. Площадь залежи – 663 тыс. м².

Горизонт М-0-2. В разрезе горизонта выявлены две газовые залежи на южном своде в пределах IV, IV' блоков.

Блок IV. По данным ГИС выделены газонасыщенные коллекторы в 10-ти скважинах (№№3, 206, 304, 305, 306, 313, 315, 318, 373 и 379).

Залежь блока представляет собой полусвод, ограниченный с юго-востока сбросом f₁₀, с юга, запада и севера – контурными водами. Продуктивность установлена опробованием скважины №3, в которой получены притоки газа дебитом от 9,75 до 150,1 тыс. м³/сут и конденсата – от 145 до 620 м³/сут на 3 мм и 12 мм штуцерах, соответственно.

ГВК принят на минус 813,7 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине №3. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 775,9 м в скважине №206, высота залежи – 37,8 м. Площадь залежи – 4289 тыс. м².

Блок IV'. По комплексу ГИС газоводонасыщенные коллекторы выделены в 2-х скважинах (№№12 и 374).

Залежь блока представляет собой полусвод, ограниченный с северо-запада сбросом f₁₀, с востока и юга – контурными водами. При опробовании скважины №12 получен приток газа дебитом 39,95 тыс. м³/сут на 6,2 мм штуцере.

ГВК принят на отметке минус 811 м в скважине №12, что соответствует разделу газ-вода. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора в своде минус 798,4 м в скважине №374, высота залежи – 12,6 м. Площадь – 870 тыс. м².

Горизонт М-0-3

В разрезе горизонта М-0-3 установлена газонефтяная залежь в пределах блока IV.

Залежь разделена тектоническим нарушением f₆ на две части с самостоятельными уровнями межфлюидных контактов.

После составления отчета «Дополнение к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коньс по состоянию на 01.01.2016 г.» в 2018 году был выполнен

«Пересчет запасов нефти, газа и конденсата по горизонту М-0-3 месторождения Коньс», в котором по результатам бурения скважин 536, 538, 597 и 598 были уточнены представления о строении горизонта и отметки ВНК и ГНК. В 2018 году была пробурена новая скважина 542, по результатам бурения которой в данной работе уточнено представление о строении структуры.

В северо-западной части залежи в контуре нефтеносности находятся пять скважин. В скважинах 3, 314, 378 и 538 по ГИС выделяются нефтенасыщенные коллекторы, в скважине 310 – нефте- и водонасыщенные коллекторы. ВНК принят на отметке -845 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважинах 314 и 538 и кровле водонасыщенного пласта в скважине 314.

В юго-восточной части залежи в скважине 206 вскрыты газонасыщенные коллекторы, в скважинах 311, 313, 317, 318, 319 и 536 – газо- и нефтенасыщенные, в скважинах 306, 308, 315, 316, 320 и 379 – нефтенасыщенные, в скважине 542 – газо-, нефте- и водонасыщенные и в скважинах 370, 373, 374, 450, 597 и 598 – нефте- и водонасыщенные. Уровень ГНК принят на отметке -830,5 м по подошве опробованного интервала в скважине 319, из которого получен приток газа дебитом 1500 м³/сут. Уровень ВНК принят наклонным в пределах отметок -837,1 м (по кровле выделенных по ГИС водонасыщенных пластов в скважинах 542 и 598) и -841,5 м (по подошве нефтенасыщенных пластов в скважине 450).

Опробование пластов проведено в 15 скважинах, получены притоки газа и жидкости. Максимальный дебит газа составил 40 тыс. м³/сут, нефти – 27,4 м³/сут. Запасы нефти, газа и конденсата по залежи М-0-3 были оценены по категории С₁.

За счет изменения структурных построений площадь нефтяной части залежи увеличилась на 170 тыс. м² и составила 4303 тыс. м², площадь газовой шапки увеличилась на 148 тыс. м² и составила 1918 тыс. м². Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

В скважинах 547 и 553, пробуренных после выполнения отчета «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата по продуктивному горизонту М-0-3 месторождения Коньс» за пределами установленной ранее залежи, по ГИС выделены нефтенасыщенные пласты общей эффективной толщиной 1 м и 3,3 м соответственно. В районе данных скважин предполагается наличие ограниченных линз нефти с незначительной площадью.

Горизонт М-0-4.С горизонтом связаны две газовые залежи на блоках IV и V.

Блок IV. Газоводонасыщенные коллекторы выявлены в одной скважине №317. Структурное поднятие блока по данным насыщения коллекторов разделено сбросом f₆ на две части. Скважина №317 не опробована.

ГВК принят на отметке минус 851,8 м в скважине №317, что соответствует разделу газ-вода. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора в своде минус 849,1 м, высота залежи равна 2,7 м. Площадь залежи – 173 тыс.м².

Блок V. По данным ГИС в скважине №31 выделены газонасыщенные коллекторы. Залежь блока ограничена с юго-запада и северо-запада сбросами F₂, f₁, с севера – зоной отсутствия коллектора, с востока – газовой контактом. Газоносность установлена опробованием скважины №31 и получением притока газа дебитом 4,35 тыс. м³/сут на 7 мм штуцере.

ГВК принят на абсолютной отметке минус 897,8 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине №31. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 894,7 м, высота залежи – 3,1 м. Площадь залежи составила 911 тыс.м².

Горизонт М-0-5. С горизонтом связана газовая залежь в пределах V блока.

Блок V. Газоводонасыщенные коллекторы выявлены в одной скважине №31. Залежь блока ограничена с юго-запада и северо-запада сбросами F₂, f₁, с севера – зоной отсутствия коллектора, с востока – газо-водяным контактом. Газоносность установлена опробованием скважины №31, в которой получен приток газа дебитом 10,12 тыс. м³/сут.

ГВК принят на отметке минус 934,6 м по подошве газонасыщенного коллектора. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 927 м, высота залежи – 7.6 м. Площадь залежи составляет 1566 тыс.м².

Горизонт М-II.

В разрезе горизонта М-II продуктивные пласты вскрыты большинством пробуренных скважин. Из общего числа в 26 скважинах пласты заглинизированы, в 2 скважинах выделены водонасыщенные коллекторы, в 11 скважинах – водо- и нефтенасыщенные, в 382 скважинах – нефтенасыщенные, в 32 скважинах – газо- и нефтенасыщенные, в 1 скважине газонефтеводонасыщенные и в 37 скважинах – газонасыщенные. Строение горизонта М-II уточнено по результатам 17 скважин, пробуренных после работы «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коныс по состоянию на 02.01.2016г.» и 24 скважин не учтенных в работах «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.09.2014 г.» и «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коныс по состоянию на 02.01.2016г.». Принятые уровни ВНК и ГНК при этом не изменились.

Залежь разделена тектоническими нарушениями на пять блоков - I, II, III, IV и V. На юго-западном участке в пределах блоков VI-X в пробуренных скважинах пласты коллекторы

не выделены. В пределах блоков II, III и IV вскрыта газонасыщенная часть залежи. На северном своде (блоки II, III и IV) газонефтяной контакт принят на абсолютной отметке -1053,3 м. На южном своде (блок IV) ГНК принят на отметке -1038,0 м по данным опробования и ГИС в скважине 21. Также в пределах блока IV вскрыта небольшая газовая шапка в районе скважин 530 и 92, ГНК по ней принят на отметке -981,1 м.

Блок I. В пределах блока I пробурена одна скважина 20, в которой по ГИС выделены нефте- и водонасыщенные коллекторы и при опробовании получен приток нефти дебитом 0,86 м³/сут. Залежь ограничена с юго-востока сбросом f₂₂. ВНК по ГИС в скважине 20 отбивается на отметке -1085,6 м. Площадь нефтеносности в пределах блока I составляет 2004 тыс.м².

Блок II. Залежь в пределах блока газонефтяная, ограничена с северо-запада и востока нарушениями f₁₈ и f₂₂ и осложнена в своде нарушениями f₁₉, f₂₀ и f₂₁.

В данном отчете по блоку добавлена ранее не учтенная скважина 531, данные бурения которой практически не повлияли на изменение представления о строении залежи.

Газовая часть залежи вскрыта в 5 скважинах, газоносность доказана опробованием скважин 1, 105 и 400, в которых получен приток газа без жидкости дебитами до 821,9 м³/сут. Промышленные притоки нефти получены во всех пробуренных скважинах. Из скважин 5, 108, 223, 226 и 227, расположенных в водонефтяной зоне, получены притоки нефти с водой. ГНК принят на отметке -1053,3 м по подошве газонасыщенного коллектора данным по ГИС и опробования в скважине 105. ВНК принят на отметке -1079,2 м, что соответствует разделу нефть-вода в скважинах 5 и 227.

Площадь газоносности составляет 9801 тыс. м², нефтеносности – 15765 тыс. м².

Блок III. В пределах блока все скважины вскрыли продуктивные пласты-коллекторы: в скважинах 11, 119, 194, 197 – газонасыщенные, в скважине 112 – нефтенасыщенные, в скважинах 33, 110 и 115 – нефте- и водонасыщенные. Залежь по характеру насыщения газонефтяная, с запада, юга и востока экранирована нарушениями f₁₈, f₁₆ и f₁₅

При опробовании скважин 11 и 119 получены притоки газа с нефтью. Промышленные притоки нефти получены во всех пробуренных скважинах. Из скважин 110 и 115, расположенных в водонефтяной зоне получены притоки нефти с водой.

ГНК принят по данным ГИС на отметке -1053,3 м по подошве газонасыщенных коллекторов в скважинах 11 и 194. ВНК принят на -1068,4 м по подошве нефтенасыщенных коллекторов в скважине 112 и кровле водонасыщенных коллекторов в скважине 110. Площадь газоносности составляет 766 тыс.м², нефтеносности – 1402 тыс.м².

Блок IV. Залежь блока газонефтяная, ограниченная на северо-западе и севере

нарушениями f_{15} , f_{16} и f_{18} , на западе - нарушениями F_2 , f_1 , f_2 и f_3 , на востоке – частично зоной глинизации, в южной части – нарушениями F_2 , f_4 , f_5 , f_5' .

Газовые шапки выявлены в пределах блока северного и южного сводов, а также в южной части блока в районе скважины 530.

По данным опробования притоки газа были получены в 22 скважинах на всех трех участках с газовой шапкой. Продуктивность нефтяной части доказана при опробовании разведочных скважин, получением притоков при освоении эксплуатационных скважин. Промышленные притоки нефти получены во всех пробуренных скважинах.

ГНК на северном куполе принят на отметке -1053,3 м по данным ГИС и опробования в скважинах 205 и 209, на южном куполе на отметке -1038,0 м по данным ГИС и опробования в скважине 21. В южной части месторождения контур газоносности принят на отметке -981,1 м по подошве газонасыщенного коллектора в скважине 530.

ВНК принят на отметке -1097,1 м по подошве нефтенасыщенного пласта в скважине 410, при этом водонасыщенные коллекторы в скважине 7 выделены с отметки - 1097,7 м.

По данным бурения новых скважин 536, 538, 542 и 598 в восточной части залежи уточнены границы участков глинизации, в юго-восточной части по данным бурения ранее не учтенных скважин 515, 516, 517 и 518 уточнены границы залежи, в южной части в районе ранее не учтенной скважины 92 незначительно увеличилась площадь газоносности.

В целом по блоку площадь газоносности уменьшилась на 503 тыс. м² и составила 23566 тыс. м², площадь нефтеносности увеличилась на 900 тыс. м² и в целом составила 92115 тыс. м².

Блок V. Залежь блока нефтяная, ограниченная со всех сторон тектоническими нарушениями F_2 , f_3 , f_1 , f_2 . Все скважины, пробуренные в пределах блока вскрыли нефтенасыщенные коллекторы, водонасыщенные коллекторы по блоку не вскрыты. Наиболее низкая отметка подошвы нефтенасыщенных коллекторов равна -1062,0 м в скважине 146. Отметка ВНК в работе «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коньс по состоянию на 02.01.2016г.» была принята условно по аналогии с блоком IV на уровне -1097,1 м.

Данные по новой пробуренной скважине 547 и скважинам 587 и 589, не учтенных в предыдущих подсчетах запасов, практически не изменили представление о строении залежи в пределах блока V. Продуктивность нефтяной части установлена при опробовании разведочной скважины ЮК-6 и получением притоков при освоении эксплуатационных скважин 50, 79, 85, 86, 87, 89, 90, 91, 142, 146, 153, 200, 428, 433, 434, 434, 580, 581, 582, 583, 584, 585, 586, 587, 589, 590 и 591. Площадь залежи составляет 9364 тыс.м².

Юрские отложения

Юрские отложения, которые к северу и северо-востоку выклиниваются под подошву неокомских отложений нижнего мела, распространены только в пределах южного, юго-западного участков месторождения, и разбиты тектоническими нарушениями на несколько залежей и блоков. В разрезе акшабулакской свиты установлены продуктивные залежи, приуроченные к горизонтам Ю-0-1, Ю-0-2-1, Ю-0-2-2, Ю-0-3 и Ю-0-4.

Горизонт Ю-0-1. С горизонтом связаны 6 нефтяных залежей и три газовые (на юго-западном участке на блоках VI, VII, X).

Из 41 скважины, по данным бурения которых в настоящей работе уточнялись сведения о нефтегазоносности месторождения, девять скважин не вскрыли отложения Ю-0-1: восемь скважин (скв. 531, 536, 538, 542, 576, 597, 598, 601) пробурены в северо-восточной части месторождения, где отложения Ю-0-1 выклиниваются, и одна скважина (скв. 357) остановлена забоем в горизонте М-П. В скважинах 44, 426, 468, 508, 509, 515, 516, 517, 518, 528, 537, 567, 587 пласты-коллекторы по данным ГИС не выделены. В остальных 19 скважинах по результатам интерпретации материалов ГИС выделены пласты-коллекторы: в скважинах 92, 326, 327, 430, 464, 465, 534, 547, 553, 589 выделены нефтенасыщенные пласты; в скважинах 62, 507, 529, 543, выделены нефте- и водонасыщенные; в скважинах 522, 526, 527, 558, 559 – только водонасыщенные. На основании полученных результатов интерпретации материалов ГИС предполагается наличие еще двух продуктивных участков в районе скважины 589 и в районе скважины 92.

Залежь 1. По данным ГИС в скважине №24 выделены нефтенасыщенные коллекторы. Залежь нефти горизонта по типу резервуара литологически ограниченная со всех сторон. При опробовании скважины №24 получен приток нефти дебитом 12,1 м³/сут.

Минимальная отметка залегания кровли коллектора минус 1076,8 м, ВНК принят по аналогии с залежью 2. Площадь залежи – 235 тыс.м².

Залежь 2. С юга и запада экранирована тектоническими нарушениями f₁, f₂, f₂₈, f₃₀. При опробовании скважин (№№18, 161, 162, 163, 165, 181, 182, 183, 185, 212, 214, 215, 216, 217, 218, 219, 254, 255, 257, 261, 262, 263, 264, 265, 267, 268, 269, 276, 280, 281, 300, 321, 460 и 595) получены притоки нефти дебитами от 1,1 до 69 м³/сут.

Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 1045,6 м по скважине №218. ВНК принят наклонным на отметке минус 1078,5 м по разделу нефть-вода в скважине №261 и на минус 1085,9 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №255, высота залежи – 43,3 м. Площадь залежи – 8792 тыс. м².

Незначительные уточнения в структурный план внесли скважины 326, 327 и 553,



расположенные в пределах нефтяной зоны залежи. Данные по упомянутым скважинам укладываются в принятое положение контакта.

Залежь 3. С запада и востока экранирована тектоническими нарушениями f_{30} и f^8 , с юга – зоной литолого-фациального замещения. При опробовании скважин (№№52, 160, 167, 168, 171, 186, 187, 188, 189, 266, 270, 272, 287, 288, 290, 291, 294, 461 и 462) получены притоки нефти дебитами от 0,6 до 69 м³/сут.

Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 1015,1 м в скважине №315, самая низкая минус 1094 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №53, высота залежи – 78,9 м. Площадь залежи – 3938 тыс.м².

Залежь 4. С запада экранирована тектоническими нарушениями F_2 и f_2 , с юга – сбросом f_{32} , с севера – зоной литолого-фациального замещения, с востока – водонефтяным контактом. При опробовании скважин (№№56, 58, 60, 68, 95, 130, 132, 151, 155, 273, 277, 283, 322, 421 и 427) получены притоки нефти дебитами от 1 до 31,4 м³/сут.

Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора в своде минус 1017,5 м в скважине №418, самая низкая – минус 1101,7 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №60, высота залежи – 84,2 м. Площадь залежи – 16051 тыс. м².

По данным интерпретации ГИС скважин 61, 415 и 537 уточнены границы залежи, являющиеся зонами отсутствия коллектора. В скважине 537 коллекторы не выделены, а в скважинах 61 и 415 выделены нефтенасыщенные пласты, укладываемые в принятое положение контакта.

Залежь 5. По комплексу ГИС коллекторы нефтенасыщены в скважинах (№№73, 464, 465 и 541), в скважине №59 – нефтеводонасыщены. Залежь с запада, севера экранирована тектоническими нарушениями F_2 , f_{31} и f_{34} , с юга, востока – сбросами f_4 , f_5 . При опробовании скважин (№№59, 73, 464, 465 и 541) получены притоки нефти дебитами от 2 до 14,5 м³/сут.

Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора в своде минус 1048,9 м в скважине №73, самая низкая отметка – минус 1085,8 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скважине №465, высота залежи – 36,9 м. Площадь залежи – 5088 тыс.м².

Уточнения в структурный план внесли скважины 430, 464, 465, по результатам интерпретации материалов ГИС в разрезах которых выделены нефтенасыщенные пласты коллекторы толщинами 1,6 м, 5,2 м и 3,3 м, соответственно. Подошва нижнего из выделенных в скважинах нефтенасыщенных пластов фиксируется на отметке -1086,0 м (скв. 465).

Таким образом, положение ВНК уточнен в пределах абсолютных отметок -1085,8-1086,0 м. В районе залежи также уточнены структурные построения.

Залежь 6 ограничена со всех сторон тектоническими нарушениями F_2, f_1, f_2, f_3 . При опробовании скважин (№№37, 74, 79, 85, 89, 91, 184, 428, 432, 580, 582 и ЮК-6) получены притоки нефти дебитами от 0,3 до 97,0 м³/сут.

Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 1029,4 м по скважине №43. ВНК принят по аналогии с залежью 4, высота залежи – 72,3 м, площадь залежи – 4628 тыс.м².

Данные по скважине 547 не внесли изменений в представления о нефтеносности залежи.

По результатам интерпретации материалов ГИС в скважине 589 предполагается наличие продуктивного участка. В скважине выделены нефтенасыщенные пласты-коллекторы толщиной 12,1 м, подошва нижнего из которых фиксируется на абсолютной отметке -1076,1 м.

ВНК предполагается по аналогии с залежью 4, высота залежи около 30 м, площадь залежи – 210 тыс.м². Залежь полностью литологически ограничена.

По результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах 92, 62, 507, 529, 534, 543 также предполагается наличие продуктивного участка. По данным ГИС в скважине 92 нефтенасыщенные пласты выделены до абсолютной отметки -1029,4 м, а Самая высокая вскрытая кровля водонасыщенных по данным ГИС пластов-коллекторов фиксируется в скважине 543 на минус 1026,7 м. Для залежи предполагается наклонное положение водонефтяного контакта в интервале абсолютных отметок -1026,7-1029,4 м. Высота залежи около 40 м, размеры 1,9х0,8 км, площадь залежи – 600 тыс.м².

Блок VI газоносный, представляет собой полусвод, ограниченный с запада, востока тектоническими нарушениями F_3, f_{24} , с севера – зоной литолого-фациального замещения, с юга – стратиграфическим срезом.

При опробовании скважины ЮК-11 получен приток газа дебитом до 34.6 тыс. м³/сут, в скважине ЮК-13– слабый приток газа.

Газоводяной контакт принят на отметке минус 1009,7 м по подошве газоносного пласта в скважине ЮК-26. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора в своде минус 958,6 м в скважине ЮК-24, высота залежи – 51,1 м. Площадь залежи – 2623 тыс.м².

Блок VII. На блоке пробурена одна скважина. По данным ГИС в скважине ЮК-12 выделены газонасыщенные коллекторы в интервале 1146-1153 м (-1015,8-1022,8 м), эффективная газонасыщенная толщина которых составила 3,4 м. Залежь блока газовая, ограниченная с запада и востока сбросами F_3 и f_{26} . При опробовании скважины ЮК-12 в

интервале 1159,6-1171,9 м приток не получен.

Газоводяной контакт принят на отметке минус 1022,8 м по подошве газоносного пласта. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 1015,8 м, высота залежи – 7 м. Площадь залежи – 698 тыс.м².

Блок X. На блоке пробурена одна скважина. Залежь блока газовая, в скважине ЮК-16 по данным ГИС выделен газонасыщенный коллектор. При опробовании получен приток газа дебитом до 1,5 тыс. м³/сут.

Газоводяной контакт принят на отметке минус 994,2 м по подошве газоносного пласта. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 992 м, высота залежи – 2,2 м, площадь – 182 тыс.м².

Горизонт Ю-0-2.

В северо-восточной части месторождения в разрезе горизонта Ю-0-2 выделяются две пачки – Ю-0-2-1 и Ю-0-2-2, содержащие самостоятельные залежи нефти. На юго-западном участке горизонт не разделен на отдельные пачки и к нему приурочены две залежи - газонефтяная в блоке VI и нефтяная в блоке X. В пределах юго-западного участка новые скважины за отчетный период не пробурены и представление о строении залежей не изменилось.

Юго-западный участок, блок VI. В пределах блока установлена газонефтяная залежь ограниченная тектоническими нарушениями F2, F3, f23, f26, а также литологически экранированная зонами замещения коллекторов в скважинах ЮК-8, ЮК-13, ЮК-22 и ЮК-27. При опробовании в скважинах 533, ЮК-11-ЮК получены притоки нефти дебитами 15,0-27,4 м³/сут., в скважине 10-ЮК – слабый приток газа. Уровень ГНК принят на отметке -958,6 м по подошве опробованного пласта-коллектора в скважине ЮК-10. ВНК принят на отметке -1053,2 м по данным ГИС в скважине 533.

Площадь нефтеносности в пределах блока составляет 3383 тыс.м², площадь газоносности - 1490 тыс.м².

Юго-западный участок, блок X. В пределах блока пробурена одна скважина – ЮК-16, в которой по данным ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор. При опробовании получен непромышленный приток нефти дебитом до 0,2 м³/сут.

Залежь примыкает к разлому f₂₄. Контур нефтеносности принят условно на отметке -1028,1 м по подошве нефтеносного пласта. Площадь залежи составляет 210 тыс.м².

Горизонт Ю-0-2-1.

В разрезе горизонта нефтеносность установлена в северо-восточной части месторождения. На данном участке оконтурены две нефтяные залежи, ограниченные зонами

литолого-фациального замещения и с северо-востока – границей выклинивания продуктивного горизонта под подошву меловых отложений.

В районе скважины 15 и новой пробуренной скважины 567 выделяется небольшая литологически и стратиграфически экранированная нефтяная залежь. К юго-востоку от нее оконтурена вторая залежь, в контуре которой находятся 33 скважин. По комплексу ГИС во всех скважинах выделены нефтенасыщенные коллекторы. По данным бурения новых скважин 536, 538, 542 и 598 уточнено положение линии размыва и строение структуры по ранее неразбуренному сводовому участку залежи.

При опробовании скважин 3, 9, 12, 15, 48, 302, 304, 305, 306, 308, 309, 310, 311, 314, 315, 316, 317, 318, 320, 370, 378, 450, 511 получены притоки нефти дебитами 3,6-25,92 м³/сут.

Водонасыщенные коллекторы вскрыты только в скважине 15, ВНК принят на отметке -1092,6 м по подошве нефтенасыщенного коллектора в данной скважине. Площадь нефтеносности уменьшилась на 179 тыс. м² за счет уточнения линии размыва и в целом составила 17349 тыс.м².

Горизонт Ю-0-2-2.

В разрезе горизонта выделяется нефтяная залежь на северо-восточном участке месторождения, по строению аналогичная залежи горизонта Ю-0-2-1. Залежь литологически и стратиграфически экранированная.

По результатам бурения новых скважин 536, 538, 542 и 598 уточнено представление о строении залежи, площадь залежи и отметка ВНК при этом не изменились.

Во всех скважинах, находящихся в контуре залежи по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенных коллекторов, составляющей -1097,9 м в скважине 303.

При опробовании скважин 3, 12, 206, 306, 308, 310, 311, 313, 314, 315, 316, 317, 318, 319, 320, 370, 373, 374, 378, 450 получены притоки нефти дебитами 3,8-109,44 м³/сут.

Площадь залежи равна 9053 тыс. м².

Горизонт Ю-0-3. С горизонтом связаны три залежи, распространенные на юго-западном участке – газонефтяная на блоке VI и нефтяные на блоках VI', VII.

Блок VI. По комплексу ГИС коллекторы газонасыщены в скважине ЮК-10, газонефтенасыщены в скважинах (ЮК-8, ЮК-11, ЮК-13, ЮК-17, ЮК-18, ЮК-19, ЮК-20, ЮК-22, ЮК-23, ЮК-24 и ЮК-27), в скважине ЮК-25 – нефтенасыщены. Залежь блока газонефтяная и представляет собой полусвод, ограниченная с запада, юга, востока, северо-востока тектоническими нарушениями F₃, f₂₃, f₂₄, f₂₇.

При опробовании скважин (ЮК-8 и ЮК-13) получены притоки газа дебитами,

соответственно, 21,9 тыс.м³/сут и 17,54 тыс.м³/сут, в скважинах ЮК-10 и ЮК-23 получен слабый приток газа. Промышленные притоки нефти получены во всех пробуренных скважинах. Контур газоносности принят на отметке минус 1076,5 м (скв. ЮК-13). ВНК принят по данным ГИС на отметке минус 1125,6 м по подошве нефтеносного пласта-коллектора в скважине ЮК-13. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора в своде минус 1034,3 м в скважине ЮК-8, высота залежи – 91 м. Площадь газоносности – 4201 тыс.м², нефтеносности – 3195 тыс.м².

Блок VI. По комплексу ГИС коллекторы нефтеводонасыщены в 2-х скважинах (скв. ЮК-21 и ЮК-26). Залежь блока нефтяная, ограничена с запада, юга, востока тектоническими нарушениями f_{24} , f_{27} . При опробовании скважин (ЮК-21 и ЮК-26) получены притоки нефти дебитами, соответственно, 3м³/сут и 20,2м³/сут.

ВНК принят на отметке минус 1097,9 м по подошве нефтяного пласта скважине ЮК-26. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 1062 м в скважине ЮК-26, высота залежи – 35,9 м. Площадь залежи – 1127 тыс.м².

Блок VII. На блоке пробурена одна скважина. По данным ГИС в скважине ЮК-12 выделены нефтеводонасыщенные коллекторы. Залежь блока ограничена с запада, юга, востока – тектоническими нарушениями F_3 , f_{26} , с севера – контуром нефтеносности. При опробовании скважины ЮК-12 получены слабые притоки нефти с водой.

ВНК принят на отметке минус 1119,6 м по подошве нефтяного пласта. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора (скв. ЮК-12) минус 1107,4 м, высота залежи –12,2 м. Площадь залежи –742 тыс.м².

Горизонт Ю-0-4. С горизонтом связана одна газовая залежь, именуемая залежью 4.

Залежь 4. Пробурена одна скважина. По данным ГИС в скважине №60 выделены газодонасыщенные коллекторы. Залежь представляет собой полусвод, ограничена с запада, юга – тектоническими нарушениями f_{32} , f_{34} , с востока – контуром газоносности. При опробовании скважины №60 получен приток газа дебитом до 8,9 тыс. м³/сут.

ГВК принят на отметке минус 1260,8 м по подошве газоносного пласта-коллектора в скважине №60. Самая высокая вскрытая отметка залегания кровли коллектора минус 1258,3 м, высота залежи – 2,5 м. Площадь залежи – 956 тыс.м².

6.2 Свойства и состав нефти и газа

На текущую дату 01.07.2020 года новые исследования пластового флюида, дегазированной нефти, конденсата, свободного и растворенного газа не проводились. Исследования выполнялись в лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис», ОМП п.Тогуз, АО «НИПИнефтегаз», КАЗХТИ. В настоящем проекте представлены исследования за весь период разработки месторождения Коньс.

6.2.1 Состав и свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 102 проб из 76 скважин, в том числе: горизонты: **М-0-3** – 4 пробами из 3 скважин; **М-II** – 64 пробами из 50 скважин; **Ю-0-1** – 15 пробами из 10 скважин; **Ю-0-2-1** – 5 пробами из 4 скважин; **Ю-0-2-2** – 6 пробами из 2 скважин. На юго-западном участке исследованиями нефти охарактеризованы горизонты: **Ю-0-2** – 2 пробами из 2 скважин; **Ю-0-3** – 6 пробами из 5 скважин.

В таблице 6.2.1.1 представлены усредненные значения нефти в поверхностных условиях с указанием количества исследований и диапазонов изменения параметров нефти по объектам разработки месторождения.

2 возвратный объект - Горизонт М-0-3

Отобраны и проанализированы 4 пробы нефти из 3-х скважин: 370, 378 и 538.

Плотность нефти изменяется от 0,8256 до 0,8635 г/см³, в среднем составляя 0,8459 г/см³, нефть относится к средним. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,5 % масс. По содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 13,5 % масс.). Температура застывания нефти в среднем до 18,8 °С. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 21,8 % об., керосиновых до 300 °С в среднем – 38,8 % об.

I объект - Горизонт М-II. Отобраны и проанализированы 64 пробы нефти из 50 скважин. Плотность нефти изменяется от 0,816 до 0,855 г/см³, в среднем составляя 0,830 г/см³, нефть относится к легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых в среднем 9,48 % масс, асфальтенов в среднем – 2,37 % масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,25 % масс), по содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 13 % масс). Температура застывания нефти в среднем до 15,5 °С. Кинематическая вязкости нефти при 20 °С изменяется в пределах 6,2-28,0 мм²/с, в среднем составляя 18,5 мм²/с, и относится к повышенной вязкости. Состав нефти

представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 25 % об., керосиновых до 300 °С в среднем – 47 % об.

III Объект - Горизонт Ю-0-1. Отобраны и проанализированы 15 проб нефти из 10 скважин: 24, 56, 59, 73, 217, 263, 266, 287, 432 и 580.

Плотность нефти изменяется от 0,817 до 0,839 г/см³, в среднем составляя 0,825 г/см³, нефть относится к легким. Нефть малосмолистая, со средним содержанием смол силикагелевых 9,6 % масс, асфальтенов в среднем – 0,20 % масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,3% масс), по содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 15,9 % масс). Температура застывания нефти в среднем до 14,3 °С. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С в среднем составляет 27,8 мм²/с, и относится к повышенной вязкости. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 27 % об., керосиновых до 300 °С в среднем – 51 % об.

II объект - Горизонт Ю-0-2

Пласт Ю-0-2-1. Отобраны и проанализированы 5 проб нефти из 4-х скважин: 3, 12, 15 и 314. Плотность нефти изменяется от 0,818 до 0,869 г/см³, в среднем составляя 0,843 г/см³, нефть относится к средним. Нефть малосмолистая, со средним содержанием смол силикагелевых 7,17 % масс, асфальтенов в среднем – 1,21 % масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,22 % масс.), по содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 15,3 % масс). Температура застывания нефти в среднем до 15 °С. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С изменяется в пределах 8,6-14,9 мм²/с, в среднем составляя 10,7 мм²/с, и относится к повышенной вязкости. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 26 % об., керосиновых до 300 °С в среднем – 41,5 % об.

Пласт Ю-0-2-2. Отобраны и проанализированы 6 проб нефти из 2 скважин: 12 и 373.

Плотность нефти при 20 °С изменяется от 0,802 до 0,827 г/см³, в среднем составляя 0,815 г/см³, нефть относится к легким. Нефть малосмолистая, со средним содержанием смол силикагелевых 10,2 % масс, асфальтенов в среднем – 1,1 % масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,2 % масс), по содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 11,5 % масс). Температура застывания нефти в среднем до 11,7 °С. Кинематическая вязкость нефти при 20 °С изменяется в пределах 3,2-7,8 мм²/с, в среднем составляя 5,2 мм²/с, и относится к повышенной вязкости. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 32,2 % об., керосиновых до 300 °С в среднем – 51,3 % об.

Юго-западный участок

IV объект - Горизонт Ю-0-3. Отобраны и проанализированы 6 проб нефти из 5-ти скважин: ЮК-8, ЮК-11, ЮК-13, ЮК-19 и ЮК-26. Плотность нефти при 20 °С изменяется от 0,825 до 0,845 г/см³, в среднем составляет 0,83 г/см³, и нефть относится к легким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 3,6 % масс, асфальтенов в среднем – 0,19 % масс, по содержанию парафина нефть относится к парафинистым (в среднем 5,4 % масс). По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,28 % масс). Температура застывания нефти в среднем до минус 7,7 °С. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 32 % об., керосиновых до 300 °С – 52 % об.

1 возвратный объект- Горизонт Ю-0-2. Отобраны и проанализированы 2 пробы нефти из 2 скважин: ЮК-16 и 533.

Плотность нефти при 20 °С изменяется от 0,808 до 0,818 г/см³, в среднем составляя 0,813 г/см³, нефть относится к легким. Нефть малосмолистая, со средним содержанием смол силикагелевых 1,9 % масс, асфальтенов в среднем – 0,08 % масс. По содержанию парафина нефть относится к парафинистым (в среднем 4,1 % масс). Температура застывания нефти в среднем до минус 13,5 °С. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 40,5 % об, керосиновых до 300 °С в среднем – 70,5 % об.

Таблица 6.2.1.1 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
2 возвратный объект - Горизонт М-0-3				
Плотность, г/см ³	3	4	0,8256-0,8635	0,8459
Вязкость, мм ² /с, при 20°С	-	-	-	-
при 50°С	-	-	-	-
Температура застывания, °С	3	4	9-24	18,8
Массовое содержание, %	серы	-	-	-
	смол силикагелевых	3	4	11,0-16,1
	асфальтенов	-	-	-
	парафина	3	4	12,6-13,5
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	1	2	86-86
	до 200°С	3	4	13-31
	до 250°С	3	4	18-41
	до 300°С	3	4	27-51
I объект- Горизонт М-II				
Плотность, г/см ³	50	62	0,816-0,855	0,830
Вязкость, мм ² /с, при 20°С	20	27	6,2-28,0	18,5
при 50°С	22	27	3,03-13,4	5,9
Температура застывания, °С	49	64	2-24	15,5
Массовое содержание, %	серы	38	47	0,027-0,49
	смол силикагелевых	47	59	0,2-16,34
	асфальтенов	46	57	0,02-20,75

	парафина	50	60	1,6-31,6	13,0
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	41	54	30-95	64
	до 200°С	49	62	12-34	25
	до 250°С	49	62	19-45	35
	до 300°С	49	59	30-61	47
III объект - Горизонт Ю-0-1					
Плотность, г/см ³		10	15	0,817-0,839	0,825
Вязкость, мм ² /с, при 20°С		7	8	10,8-54,13	27,8
при 50°С		3	3	5,06-7,99	5,9
Температура застывания, °С		10	14	3-21	14,3
Массовое содержание, %	серы	8	9	0,1-0,40	0,3
	смола силикагелевых	10	15	0,6-14,4	9,6
	асфальтенов	9	13	0,07-0,48	0,20
	парафина	10	15	3,4-29,4	15,9
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	9	11	38-75	52
	до 200°С	10	15	19-33	27
	до 250°С	10	15	26-47	33
	до 300°С	10	15	38-63	51
II объект - Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2 -1					
Плотность, г/см ³		4	5	0,818-0,869	0,843
Вязкость, мм ² /с, при 20°С		2	3	8,6-14,9	10,7
при 50°С		-	-	-	-
Температура застывания, °С		4	5	6-24	15,0
Массовое содержание, %	серы	3	4	0,03-0,32	0,22
	смола силикагелевых	4	5	0,19-11,2	7,17
	асфальтенов	4	5	0,06-4,38	1,21
	парафина	4	5	10,0-22,8	15,3
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	3	4	31-65	54
	до 150°С	4	5	11-28	19
	до 200°С	4	5	18-33	26
	до 250°С	4	5	24-41	33,3
	до 300°С	2	2	31-52	41,5
II объект - Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2 -2					
Плотность, г/см ³		2	4	0,802-0,827	0,815
Вязкость, мм ² /с, при 20°С		2	6	3,2-7,8	5,2
при 50°С		-	-	-	-
Температура застывания, °С		2	6	7,0-14,0	11,7
Массовое содержание, %	серы	2	6	0,02-0,4	0,2
	смола силикагелевых	2	5	6,0-12,3	10,2
	асфальтенов	1	5	0,14-3,8	1,1
	парафина	2	4	9,1-12,5	11,5
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	2	6	29,0-55,0	46,5
	до 150°С	2	6	19,0-28,0	22,8
	до 200°С	2	6	30,0-35,0	32,2
	до 250°С	2	6	39,0-55,0	42,5
	до 300°С	1	3	51,0-52,0	51,3
Юго-Западный участок					
1 возвратный горизонт - Горизонт Ю-0-2					
Плотность, г/см ³		2	2	0,808-0,818	0,813
Вязкость, мм ² /с, при 20°С		-	-	-	-
при 50°С		-	-	-	-
Температура застывания, °С		2	2	-9 - -18	-13,5

Массовое содержание, %	серы	-	-	-	-
	смола силикагелевых	2	2	0,9-2,9	1,9
	асфальтенов	2	2	0,06-0,1	0,08
	парафина	2	2	2,0-6,2	4,1
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	-	-	-	-
	до 200°С	2	2	38-43	40,5
	до 250°С	2	2	52-60	56
	до 300°С	2	2	66-75	70,5
IV объект - Горизонт Ю-0-3					
Плотность, г/см ³		5	6	0,825-0,845	0,833
Вязкость, мм ² /с, при 20°С		2	2	14-27,8	21
при 50°С		2	2	5-7,76	6,4
Температура застывания, °С		5	6	-14--13	-7,7
Массовое содержание, %	серы	2	2	0,3-0,29	0,28
	смола силикагелевых	5	6	1,7-10,3	3,6
	асфальтенов	5	6	0,1-0,3	0,19
	парафина	5	6	3,1-12,1	5,4
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	2	2	65-70	68
	до 200°С	5	6	27-36	32
	до 250°С	5	6	37-55	39
	до 300°С	5	6	50-62	52

Таблица 6.2.1.2 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях, отобранного с ЦППН месторождения Коныс

Наименование		Значение
Содержание воды в пробе, % об		отс.
Плотность, кг/м ³		845,9
Температура застывания, °С		21
Содержание механических примесей, % масс		0,001
Температура плавления парафина, °С		58,4
Массовое содержание, %	серы	-
	смола силикагелевых	12,4
	асфальтенов	0,1
	парафина	12,2
Объемный выход фракций, %	до 100°С	5
	до 150°С	16
	до 200°С	24
	до 250°С	32
	до 300°С	40

6.2.2 Свойства нефти в пластовых условиях

Свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам исследований 192 проб из 60-ти скважин: из них **горизонт М-II** охарактеризован 141 пробам из 45-ти скважин; **горизонт Ю-0-1** – 33 пробам из 10-ти скважин, **горизонт Ю-0-2-1** – 6 пробам из 3-х скважин, и **горизонт Ю-0-2-2** – 4 пробам из 2 скважин. На юго-западном участке месторождения изучены по 8 пробам из 3 скважин (**горизонт Ю-0-3**). **Горизонт Ю-0-2** глубинными пробам нефти не охарактеризован. Обобщенные результаты исследований пластовой нефти по объектам разработки и горизонтам приведены в таблице 6.2.2.1.

2 возвратный объект - Горизонт М-0-3. По горизонту отобрана и исследована 1 глубинная проба нефти из скважины 373. Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется плотностью 0,781 г/см³ и вязкостью 4,91 мПа·с. Давление насыщения на уровне 8,4 МПа. Газосодержание составляет 58,05 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,128.

I объект - II горизонт. По горизонту отобраны и исследованы 141 проба из 45 скважин, пробуренных на блоках II, III, IV и V. Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется: плотностью от 0,618 до 0,795 г/см³, в среднем составляя 0,730 г/см³ и вязкостью в среднем 1,91 мПа·с. Давление насыщения варьирует от 3,9 МПа до 10,65 МПа, в среднем составляя 7,21 МПа. Газосодержание изменяется от 49,5 м³/т до 183,9 м³/т, в среднем составляя 87,9 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,219.

III объект - Горизонт Ю-0-1. По горизонту отобраны и исследованы 33 пробы из 10 скважин: 52, 56, 58, 73, 212, 217, 263, 266, 287 и 432. Пластовая нефть на глубине отбора характеризуется: плотностью от 0,704 до 0,791 г/см³, в среднем составляя 0,754 г/см³, и вязкостью в среднем 1,93 мПа·с. Давление насыщения варьирует от 3,25 МПа до 10,2 МПа, в среднем составляя 7,54 МПа. Газосодержание изменяется от 66,05 м³/т до 112,3 м³/т, в среднем составляя 83,9 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,168.

II объект - Горизонт Ю-0-2

Пласт Ю-0-2-1. По горизонту отобраны и проанализированы 6 проб из 3 скважин: 3, 9 и 15. Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется плотностью от 0,715 до 0,736 г/см³, в среднем составляя 0,726 г/см³, и вязкостью в среднем 1,3 мПа·с. Давление насыщения варьирует от 7,6 МПа до 9,8 МПа, в среднем составляя 9,08 МПа. Газосодержание изменяется от 82,21 м³/т до 104,6 м³/т, в среднем составляя 98,6 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,210.

Пласт Ю-0-2-2 охарактеризован 4 пробам из 2 скважин: 3 и 206.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется плотностью от 0,733 до

0,737 г/см³, в среднем составляя 0,735 г/см³, и вязкостью в среднем 1,3 мПа·с. Давление насыщения варьирует от 8,54 МПа до 10,0 МПа, в среднем составляя 9,4 МПа. Газосодержание изменяется от 69,7 м³/т до 99,7 м³/т, в среднем составляя 91,3 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,220.

Юго-западный участок

IV объект - Горизонт Ю-0-3. По горизонту отобраны и исследованы 8 проб из 3 скважин: ЮК-11, ЮК-19 и ЮК-26.

Пластовая нефть на глубине отбора проб характеризуется плотностью от 0,689 до 0,750 г/см³, в среднем составляя 0,711 г/см³, и вязкостью в среднем 2,09 мПа·с. Давление насыщения варьирует от 7,35 МПа до 8,9 МПа, в среднем составляя 8,39 МПа. Газосодержание изменяется от 74,02 м³/т до 94,8 м³/т, в среднем составляя 82,8 м³/т. Объемный коэффициент в среднем – 1,214.

Таблица 6.2.2.1 – Свойства нефти в пластовых условиях

Наименование	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
2 возвратный объект-Горизонт М-0-3				
Давление насыщения газом, МПа	1	1	8,40	8,40
Газосодержание, м ³ /т	1	1	58,05	58,05
Пластовая температура, °С	1	1	43,03	43,03
Пластовое давление, МПа	1	1	11,16	11,16
Плотность, г/см ³	1	1	0,781	0,781
Плотность сепарированной нефти (при 20°С), кг/м ³	1	1	0,846	0,846
Вязкость, мПа*с	1	1	4,91	4,91
Объемный коэффициент, д.ед.	1	1	1,128	1,128
Усадка, %	1	1	11,35	11,35
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	1	1	5,85	5,85
I объект Горизонт М-II				
Давление насыщения газом, МПа	43	138	3,9-10,65	7,21
Газосодержание, м ³ /т	38	104	49,5-183,95	87,89
Пластовая температура, °С	45	141	45-55	49,1
Пластовое давление, МПа	44	139	5,5-11,5	9,05
Плотность, г/см ³	41	99	0,618-0,795	0,73
Плотность сепарированной нефти (при 20°С), кг/м ³	43	118	0,812-0,849	0,83
Вязкость, мПа*с	33	111	0,68-4,45	1,91
Объемный коэффициент, д.ед.	34	96	1,106-1,31	1,219
Усадка, %	36	109	7,7-38,5	18,99
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	38	118	1,2-20,4	10,32
III объект Горизонт Ю-0-1				
Давление насыщения газом, МПа	9	29	3,25-10,19	7,54
Газосодержание, м ³ /т	7	13	66,05-112,3	83,99
Пластовая температура, °С	10	32	48-51,6	50,4
Пластовое давление, МПа	10	33	6,07-11,56	9,16
Плотность, г/см ³	8	15	0,704-0,791	0,754
Плотность сепарированной нефти (при 20°С), кг/м ³	10	29	0,817-0,839	0,827
Вязкость, мПа*с	7	16	1,15-2,7	1,93
Объемный коэффициент, д.ед.	5	12	1,019-1,25	1,168
Усадка, %	5	13	11,11-35,73	18,02
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	8	19	4,52-16,54	8,31

II объект- Горизонт Ю-0-2-Пласт Ю-0-2-1				
Давление насыщения газом, МПа	3	6	7,6-9,8	9,08
Газосодержание, м ³ /т	3	5	82,21-104,6	98,55
Пластовая температура, °С	3	6	51-52	51,67
Пластовое давление, МПа	3	6	10,82-11,54	11,06
Плотность, г/см ³	3	5	0,715-0,736	0,726
Плотность сепарированной нефти (при 20°С), кг/м ³	3	6	0,822-0,843	0,828
Вязкость, мПа*с	3	4	1,2-1,4	1,3
Объемный коэффициент, д.ед.	3	5	1,19-1,23	1,21
Усадка, %	3	5	16-18,8	17,4
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	3	6	6,1-9,3	8,4
II объект- Горизонт Ю-0-2-Пласт Ю-0-2-2				
Давление насыщения газом, МПа	2	4	8,54-10	9,4
Газосодержание, м ³ /т	2	4	69,67-99,7	91,27
Пластовая температура, °С	2	2	52-52,5	52,2
Пластовое давление, МПа	2	4	9-11,35	10,09
Плотность, г/см ³	2	4	0,733-0,737	0,735
Плотность сепарированной нефти (при 20°С), кг/м ³	2	4	0,817-0,827	0,822
Вязкость, мПа*с	2	4	0,8-2	1,3
Объемный коэффициент, д.ед.	2	4	1,14-1,25	1,22
Усадка, %	2	4	12,3-20,1	17,9
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	2	4	6,3-9,5	8,2
Юго-Западный участок				
IV объект - Горизонт Ю-0-3				
Давление насыщения газом, МПа	3	8	7,35-8,9	8,39
Газосодержание, м ³ /т	3	8	74,02-94,81	82,8
Пластовая температура, °С	3	8	52,7-55,2	53,2
Пластовое давление, МПа	3	8	9-10,87	9,77
Плотность, г/см ³	3	5	0,689-0,75	0,711
Плотность сепарированной нефти (при 20°С), кг/м ³	3	8	0,825-0,838	0,829
Вязкость, мПа*с	3	8	1,41-2,63	2,09
Объемный коэффициент, д.ед.	3	5	1,199-1,299	1,214
Усадка, %	3	8	16,6-28,5	21,2
Коэффициент растворимости газа, м ³ /м ³ *МПа	3	8	6,98-10,39	8,24

6.2.3 Свойства конденсата

Газоконденсатными исследованиями охвачен горизонт М-II из скважины 3 (одна проба). По результатам исследований потенциальное содержание конденсата составило 38 г/м³. Исследования проводились в опытно-методической партии (ОМП) ЮКНРЭ.

Из горизонта М-0-2 (скв.3) и горизонта М-II (скв. 1) газоконденсатные исследования не производились. Исследованы только физико-химические свойства конденсата. Физико-химические свойства конденсата приведены в таблице 6.2.3.1.

Горизонт М-0-2. Плотность конденсата в скважине 3 равна 0,721 г/см³. Содержание светлых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 99,5 % об. Содержание серы – 0,14% масс. Содержание асфальтенов, смол и парафина не определялись.

I объект-Горизонт М-II. Плотность конденсата в скважине 1 равна 0,700 г/см³, вязкость –0,383 мПа*с. Содержание смол– 0,09 % масс, асфальтенов – 0,04 % масс., серы – 0,18 % масс, парафина –3,7 % масс. Температура застывания конденсата ниже минус 20 °С,



температура кипения плюс 36 °С. Содержание светлых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 86 % об.

Плотность конденсата в скважине 3 равна 0,698 г/см³, вязкость – 0,44 мПа*с. Содержание смол 3,2 % масс., асфальтенов – 0,11% масс., серы – 0,2 % масс., парафина – 6,5 % масс. Температура застывания конденсата ниже минус 20 °С, температура кипения плюс 40 °С. Содержание светлых фракций, выкипающих до 200 °С, составляет 96 % об.

Таблица 6.2.3.1 - Свойства конденсата

№№ скв.	Плотность, г/см ³	Дин. вязкость, мПа*с	Групповой углеводородный состав, % масс					Тзаст, °С	Т кип, °С	Фракционный состав по Энглери, % об			
			парафина	серы	смол	асфальтенов	мех. примесей			100 °С	150 °С	200 °С	250 °С
Горизонт М-0-2													
3	0,721	-	-	0,14	-	-	-	-	-	-	92	99,5	-
I объект -Горизонт М-II													
1	0,700	0,383	3,7	0,18	0,09	0,04	-	< -20	36	65	79	86	-
3	0,698	0,44	6,5	0,2	3,2	0,11	-	< -20	40	54	82	96	-

6.2.4 Состав и свойства растворенного в нефти газа и свободного газа

Растворенный газ

Состав и свойства растворенного газа изучены по горизонтам М-II, Ю-0-1, Ю-0-2-1 и Ю-0-2-2. На юго-западном участке месторождения – по горизонту Ю-0-3.

Компонентный состав растворенного газа приведен в таблице 6.2.4.1.

I Объект-Горизонт М-II. По горизонту отобраны и исследованы 59 проб из 38 скважин. Содержание метана изменяется в пределах от 47,0 до 98,40 % мольн., в среднем составляя 67,65 % мольн., этана – от 1,4 до 21,39 % мольн., в среднем – 12,44 % мольн., пропана – от 0,1 до 20,1 % мольн., в среднем – 8,85 % мольн.

III Объект-Горизонт Ю-0-1. Компонентный состав растворенного газа охарактеризован 7 пробами из 6 скважин: 52, 58, 73, 287, 432 и 580. Содержание метана изменяется в пределах от 55,6 до 70,0% мольн., в среднем составляя 61,2 % мольн., этана – от 7,33 до 13,7 % мольн., в среднем – 11,6 % мольн., пропана – от 5,9 до 15,8 % мольн., в среднем – 10,6 % мольн.

II Объект-Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2-1. Компонентный состав растворенного газа по горизонту охарактеризован 4 пробами из 3-х скважин: 3, 9 и 15. Содержание метана изменяется в пределах от 81,1 до 95,3 % мольн., в среднем составляя 87,64 % мольн., этана – от 2,7 до 8,1 % мольн., в среднем – 5,6 % мольн., пропана – от 0,1 до 3,8 % мольн., в среднем

– 2,4 % мольн.

II Объект–Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2-2. Компонентный состав растворенного газа по горизонту охарактеризован 4 пробами из 2 скважин: 3 и 206. Содержание метана изменяется в пределах от 62,6 до 86,3 % мольн., в среднем составляя 76,5 % мольн., этана – от 3,3 до 9,3 % мольн., в среднем – 6,6 % мольн., пропана – от 5,1 до 15,7 % мольн., в среднем – 9,1 % мольн.

IV Объект-Горизонт Ю-0-3. Компонентный состав растворенного газа охарактеризован 3 пробами из 2-х скважин (ЮК-11 и ЮК-26). Содержание метана изменяется в пределах от 64,05 до 70,8 % мольн., в среднем составляет 66,5 % мольн., этана – от 10,2 до 10,7 % мольн., в среднем – 10,4 % мольн., пропана – от 4,6 до 15,3 % мольн., в среднем – 11,6 % мольн.

Свободный газ

Состав и свойства свободного газа горизонтов М-0-1, М-0-2, М-0-5, М-II, Ю-0-1 и Ю-0-3 изучены по 11 пробам из 7 скважин.

Результаты анализов по горизонтам приведены в таблице 6.2.4.2.

Горизонт М-0-1. В пределах горизонта исследована одна проба из скважины 12. Содержание метана составило 94,5 % мольн., этана – 1,09 % мольн., пропана – 0,78 % мольн., углекислого газа – 0,11 % мольн., азота – 0,81 % мольн., сероводорода – 0,03 % мольн.. Абсолютная плотность газа равна 0,892 г/см³, относительная плотность газа по воздуху – 0,740.

Горизонт М-0-2 освещен одной пробой газа из скважины 12. Содержание метана – 93,5 % мольн., этана – 1,14 % мольн., пропана – 0,76 % мольн., углекислого газа – 0,09 % мольн., азота – 0,71 % мольн., сероводорода – 0,01 % мольн. Абсолютная плотность газа равна 0,865 г/см³, относительная плотность газа по воздуху – 0,718.

Горизонт М-0-5 освещен одной пробой газа из скважины 31. Содержание компонентов составляет: метана – 85,1 % мольн., этана – 7,4 % мольн., пропана – 2,4 % мольн., углекислого газа – 0,12 % мольн., азота – 0,95 % мольн., сероводорода – 0,08 % мольн. Абсолютная плотность газа равна 0,842 г/см³, относительная плотность газа по воздуху – 0,699.

I Объект-Горизонт М-II. По горизонту отобраны и исследованы 5 проб из 3-х скважин. Содержание метана изменяется в пределах от 84,2 до 91,43 % мольн., в среднем составляя 88,14 % мольн.; этана – от 5,1 до 10,43 % мольн., в среднем – 6,43 % мольн.; пропана – от 0,7 до 2,97 % мольн., в среднем – 2,16 % мольн.. Содержание азота и углекислого газа достигает, соответственно, до 1,51 % мольн. и 0,15 % мольн.



Юго-западный участок

Состав и свойства газа изучены по 2 пробам из 2-х скважин: ЮК-11 и ЮК-13 горизонтов Ю-0-1 и Ю-0-3.

Горизонт Ю-0-1 охарактеризован одной пробой из скважины ЮК-11. Содержание метана составило 92,02 % мольн., этана – 4,0 % мольн., пропана – 2,3 % мольн., азота – 0,5% мольн., углекислый газ – 0,02 % мольн. Относительная плотность по воздуху – 0,618. Сероводород отсутствует.

IV объект-Горизонт Ю-0-3 охарактеризован одной пробой из скважины ЮК-13. Содержание метана составило 90,8 % мольн., этана – 3,9 % мольн., пропана – 2,3 % мольн., азота – 1,9 % мольн., углекислый газ – 0,01 % мольн. Относительная плотность по воздуху – 0,623. Сероводород отсутствует.

Компонентный газ свободного газа изучен по единичным пробам в начале 90-годов. Учитывая, что эти горизонты не вовлекались в разработку, пробы по этим горизонтам не отбирались более 20 лет.

Таблица 6.2.4.1 - Компонентный состав и свойства растворенного газа

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I Объект -Горизонт М-II				
Компоненты, % мол.				
CH ₄	38	59	47,0-98,40	67,65
C ₂ H ₆	38	59	1,4-21,39	12,44
C ₃ H ₈	38	59	0,1-20,09	8,85
nC ₄ H ₁₀	38	59	0,04-20,10	3,83
nC ₅ H ₁₂	38	52	0,06-3,24	1,46
C ₆ H ₁₄	38	39	0,01-2,42	0,94
C ₇ H ₁₆	9	9	0,1-0,26	0,14
CO ₂	34	50	0,02-2,09	0,34
N ₂	34	51	0,01-6,31	1,58
H ₂ S	8	11	0,01-0,10	0,04
H ₂	6	6	0,01-0,29	0,06
O ₂	22	27	0,02-3,10	0,89
Абсолютная плотность, кг/м ³	26	29	0,730-1,324	1,039
III Объект -Горизонт Ю-0-1				
Компоненты, % мол.				
CH ₄	6	7	55,6-70,0	61,18
C ₂ H ₆	6	7	7,33-13,67	11,58
C ₃ H ₈	6	7	5,92-15,78	10,65
nC ₄ H ₁₀	6	7	2,41-6,80	4,35
nC ₅ H ₁₂	6	7	0,05-2,38	1,29
C ₆ H ₁₄	5	6	0,02-1,87	0,73
C ₇ H ₁₆	2	2	0,41	0,41
CO ₂	6	7	0,04-2,02	0,59
N ₂	6	7	0,70-9,80	3,81
H ₂ S	-	-	-	-
H ₂	-	-	-	-
O ₂	4	4	2,61-6,61	3,29
Абсолютная плотность, кг/м ³	6	7	0,960-1,248	1,113

II Объект-Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2-1				
Компоненты, % мол				
CH ₄	3	4	81,1-95,31	87,64
C ₂ H ₆	3	4	2,7-8,13	5,60
C ₃ H ₈	3	4	0,1-3,85	2,41
nC ₄ H ₁₀	3	4	0,1-2,61	1,01
nC ₅ H ₁₂	-	-	-	-
C ₆ H ₁₄	1	1	0,01	0,01
C ₇ H ₁₆	-	-	-	-
CO ₂	3	4	0,01-2,12	0,78
N ₂	3	4	0,01-4,62	1,73
H ₂ S	2	2	0,02-0,04	0,03
H ₂	1	1	0,06	0,06
O ₂	2	2	0,02-0,30	0,16
Абсолютная плотность, кг/м ³	3	4	0,753-0,881	0,828
II Объект-Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2-2				
Компоненты, % мол				
CH ₄	2	4	62,6-86,32	76,49
C ₂ H ₆	2	4	3,3-9,32	6,60
nC ₄ H ₁₀	2	4	0,9-5,36	3,70
nC ₅ H ₁₂	2	2	0,9-1,55	1,24
C ₆ H ₁₄	2	2	0,9-0,97	0,95
C ₇ H ₁₆	1	1	0,14	0,14
CO ₂	2	4	0,04-0,55	0,22
N ₂	2	3	0,03-0,92	0,38
H ₂ S	1	2	0,02-0,04	0,03
H ₂	1	1	0,06	0,06
O ₂	1	2	0,10-0,30	0,20
Абсолютная плотность, кг/м ³	2	3	0,873-1,145	1,000
IV Объект-Горизонт Ю-0-3				
Компоненты, % мол				
CH ₄	2	3	64,05-70,82	66,53
C ₂ H ₆	2	3	10,21-10,75	10,43
C ₃ H ₈	2	3	4,62-15,30	11,65
nC ₄ H ₁₀	2	3	3,06-3,82	3,45
nC ₅ H ₁₂	2	3	0,84-1,01	0,95
C ₆ H ₁₄	2	3	0,11-0,78	0,55
C ₇ H ₁₆	1	2	0,10-0,11	0,11
CO ₂	2	3	0,05-0,90	0,33
N ₂	2	3	1,41-1,48	2,58
H ₂ S	-	-	-	-
H ₂	-	-	-	-
O ₂	-	-	-	-
Абсолютная плотность, кг/м ³	2	3	0,964-1,093	1,047

Таблица 6.2.4.2 - Состав и свойства свободного газа

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт М-0-1				
Компоненты, % мол				
CH ₄	1	1	94,46	94,46
C ₂ H ₆	1	1	1,09	1,09
C ₃ H ₈	1	1	0,78	0,78
nC ₄ H ₁₀	1	1	0,33	0,33
nC ₅ H ₁₂	1	1	0,08	0,08
C ₆ H ₁₄	1	1	1,5	1,5
CO ₂	1	1	0,11	0,11
N ₂	1	1	0,81	0,81
H ₂ S	1	1	0,03	0,03
H ₂	1	1	0,19	0,19
O ₂	1	1	0,39	0,39
Абсолютная плотность, кг/м ³	1	1	0,892	0,892
Относительная плотность по воздуху	1	1	0,740	0,740
Горизонт М-0-2				
Компоненты, % мол				
CH ₄	1	1	93,47	93,47
C ₂ H ₆	1	1	1,14	1,14
C ₃ H ₈	1	1	0,76	0,76
nC ₄ H ₁₀	1	1	0,37	0,37
nC ₅ H ₁₂	1	1	0,07	0,07
C ₆ H ₁₄	1	1	2,66	2,66
CO ₂	1	1	0,09	0,09
N ₂	1	1	0,71	0,71
H ₂ S	1	1	0,01	0,01
H ₂	1	1	0,11	0,11
O ₂	1	1	0,42	0,42
Абсолютная плотность, кг/м ³	1	1	0,865	0,865
Относительная плотность по воздуху	1	1	0,718	0,718
Горизонт М-0-5				
Компоненты, % мол				
CH ₄	1	1	85,1	85,1
C ₂ H ₆	1	1	7,4	7,4
C ₃ H ₈	1	1	2,4	2,4
nC ₄ H ₁₀	1	1	0,73	0,73
nC ₅ H ₁₂	1	1	0,1	0,1
C ₆ H ₁₄	1	1	2,0	2,0
CO ₂	1	1	0,12	0,12
N ₂	1	1	0,95	0,95
H ₂ S	1	1	0,08	0,08
H ₂	1	1	0,08	0,08
O ₂	1	1	0,6	0,6
Абсолютная плотность, кг/м ³	1	1	0,842	0,842
Относительная плотность по воздуху	1	1	0,699	0,699
I Объект - Горизонт М-II				
Компоненты, % мол				
CH ₄	3	5	84,2-91,43	88,14
C ₂ H ₆	3	5	5,1-10,43	6,43
C ₃ H ₈	3	5	0,7-2,97	2,16
nC ₄ H ₁₀	3	5	0,3-1,15	0,67
nC ₅ H ₁₂	3	5	0,01-1,07	0,28
C ₆ H ₁₄	3	4	0,01-0,94	0,45
CO ₂	3	4	0,02-0,33	0,15

N ₂	3	5	0,04-4,70	1,51
H ₂ S	3	3	0,01-0,03	0,02
H ₂	2	2	0,07-0,26	0,17
O ₂	3	4	0,06-1,42	0,45
Абсолютная плотность, кг/м ³	3	5	0,836-0,970	0,881
Относительная плотность по воздуху	-	-	-	-
Юго-Западный участок				
Горизонт Ю-0-1				
Компоненты, % мол				
CH ₄	1	1	92,02	92,02
C ₂ H ₆	1	1	4,04	4,04
C ₃ H ₈	1	1	2,26	2,26
nC ₄ H ₁₀	1	1	0,67	0,67
nC ₅ H ₁₂	1	1	0,36	0,36
C ₆ H ₁₄	1	1	0,06	0,06
CO ₂	1	1	0,02	0,02
N ₂	1	1	0,54	0,54
H ₂ S	-	-	-	-
H ₂	-	-	-	-
O ₂	-	-	-	-
Абсолютная плотность, кг/м ³	-	-	-	-
Относительная плотность по воздуху	1	1	0,618	0,618
IV Объект -Горизонт Ю-0-3				
Компоненты, % мол				
CH ₄	1	1	90,81	90,81
C ₂ H ₆	1	1	3,99	3,99
C ₃ H ₈	1	1	2,28	2,28
nC ₄ H ₁₀	1	1	0,55	0,55
nC ₅ H ₁₂	1	1	0,26	0,26
C ₆ H ₁₄	1	1	0,18	0,18
CO ₂	1	1	0,01	0,01
N ₂	1	1	1,88	1,88
H ₂ S	-	-	-	-
H ₂	-	-	-	-
O ₂	-	-	-	-
Абсолютная плотность, кг/м ³	-	-	-	-
Относительная плотность по воздуху	1	1	0,623	0,623

6.3 Оценка воздействия на недра

Недра, по сравнению с другими компонентами окружающей среды, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находятся 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, урвнеспезопрободность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

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

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

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

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);

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

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

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

Часто отмечаемое повышение сейсмичности и проседание земной поверхности на территории, где активно ведется разработка газа и конденсата, обусловлено масштабным отбором пластовых жидкостей в процессе эксплуатации месторождения без проведения соответствующих компенсационных мероприятий. Это приводит к постепенному падению пластовых давлений и, как следствие, - к увеличению сжатия и пористости пород, уплотнению пород и к возникновению просадок, приращению сейсмической интенсивности.

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

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **высокая** (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды.

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

6.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

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

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

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа химическими реагентами и горюче-смазочными материалами;
- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства. Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни). Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

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

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

Потенциальными источниками радиационного загрязнения на период разработки месторождения могут быть: технологическое оборудование, эксплуатационные скважины, участки разливов пластовых вод, возникающих при аварийных ситуациях, места хранения отходов бурения.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении должно проводиться радиационно-дозиметрическое обследование скважин, технологического оборудования и производственной территории. Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала эксплуатации месторождения. В рамках Программы производственного мониторинга, контроль радиационного загрязнения окружающей среды предназначен для получения информации о состоянии и изменении радиационной обстановки или об уточнении ее отдельных параметров (возможные аварии в пределах промышленной площадки, СЗЗ и зоны влияния, изменение количества и состава выбросов, появление новых источников загрязнения и т.п.).

При организации и проведении производственного радиационного контроля на месторождении необходимо руководствоваться «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности» (утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-97 от 26.06.2019 года):

- п. 225. Для строительства зданий производственного назначения выбирают участки территории, на которых гамма-фон не превышает 0,6 мкЗв/ч, где плотность потока радона с поверхности грунта не превышает 250 миллибеккерель на квадратный метр в секунду (далее мБк/(м²*с). При проектировании строительства здания на участке с плотностью потока радона с поверхности грунта более 250 мБк/(м²*с) в проекте здания предусматривается система защиты от радона.
- п. 228. Если в результате обследования на объекте не обнаружено случаев превышения дозы облучения работников более 1 мЗв/год, то дальнейший радиационный контроль в ней не является обязательным. Однако при существенном изменении технологии производства, которое приведет к увеличению облучения работников, проводится повторное обследование.
- п. 229. На объекте, в котором установлено превышение дозы 1 мЗв/год, но нет превышения дозы в 2 мЗв/год, проводится выборочный радиационный контроль рабочих мест с наибольшими уровнями облучения работников.
- п. 230. На объекте, в котором дозы облучения работников превышают 2 мЗв/год, осуществляется постоянный контроль доз облучения и проводятся мероприятия по их снижению.
- п. 234. Относительную степень радиационной безопасности населения характеризуют следующие значения эффективных доз от природных источников излучения: менее 2 мЗв/год – облучение не превышает средних значений доз для населения страны от природных источников излучения; от 2 до 5 мЗв/год – повышенное облучение; более 5 мЗв/год – высокое облучение. Мероприятия по снижению высоких уровней облучения осуществляются в первоочередном порядке.

7.1 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения Коньс

Радиационный контроль является одной из важнейших составных частей комплекса мер по обеспечению радиационной безопасности.

Задачей радиационного мониторинга являются охрана здоровья населения от вредного воздействия техногенных и природных источников ионизирующего излучения и защита окружающей среды от радиоактивного загрязнения. Радиационный мониторинг

предусматривает контроль соблюдения норм радиационной безопасности, а также получение необходимой информации о состоянии радиационной обстановки на предприятии, в окружающей среде. 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.

Для реальной оценки возможного радиоактивного загрязнения окружающей среды при осуществлении производственной деятельности ТОО СП «КуатАмлонМунай», проводится регулярный радиационный мониторинг. Целью радиационного мониторинга является получение достоверной информации о радиологической обстановке на объектах месторождения Коныс ТОО СП «КуатАмлонМунай».

Ожидаемый результат - снижение радиационного риска для персонала и окружающей среды. Радиационно-дозиметрическое обследование на объектах ТОО СП «КуатАмлонМунай» было выполнено во 2 квартале 2020 года специалистами ТОО «Орда Аналитика». Уровни внешнего облучения определялись на основе измерения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения обследуемых объектов.

Результаты радиометрических исследований представлены в таблице 7.1.1, согласно «Отчета по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Коныс, Бектас, трубопроводе Коныс-Кумколь, ПСН и ЖДНПН терминал ТОО СП «КуатАмлонМунай» за 2 квартал 2020 года».

Таблица 7.1.1 - Результаты радиометрических исследований за 2 квартал 2020 года.

Наименование источников воздействия	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)	Установленный норматив (мкЗв/ч)
м/р Коныс т.н.1 металлолом	0,10-0,16	0,3
м/р Коныс т.н.2 металлолом	0,11-0,17	0,3
м/р Коныс т.н.3 металлолом	0,12-0,15	0,3
м/р Коныс т.н.4 металлолом	0,14-0,17	0,3
СЗЗ м/р Коныс т.н.1	0,12-0,14	0,3
СЗЗ м/р Коныс т.н.2	0,11-0,15	0,3
СЗЗ м/р Коныс т.н.3	0,10-0,13	0,3
СЗЗ м/р Коныс т.н.4	0,11-0,15	0,3

В результате проведенных исследований во 2 квартале 2020 года было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на объектах ТОО СП «КуатАмлонМунай» составляет от 0,10 до 0,17 мкЗв/час, что не превышает допустимого значения. В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам, в процессе обследования радиационные аномалии не выявлены.

8 УПРАВЛЕНИЕ ОТХОДАМИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения. Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием. В соответствии с решениями Базельской конвенции о контроле за трансграничной перевозкой опасных отходов и их удалением, а также в соответствии с Резолюцией ОЭСР (Организация экономического сотрудничества и развития) от 30 марта 1992 года «О трансграничных перемещениях опасных отходов, предназначенных для операций по регенерации» и согласно «Классификатора отходов» (№169-п от 31.05.2007 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов:

- красный список отходов (индекс R) – отходы, ввоз которых на территорию страны запрещен, а также запрещен их транзит через территорию страны;
- янтарный или желтый список (индекс A) – отходы, которые попадают под регулирование в соответствии с принятым законодательством;
- зеленый список (индекс G) – отходы, трансграничные перевозки которых регулируются существующими методами контроля, обычно применяемыми в торговых сделках.

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

- промышленные отходы на местах 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.

8.1 Виды и объемы образования отходов производства и потребления

В процессе производственной деятельности ТОО СП «КуатАмлонМунай» при проведении работ по добыче углеводородного сырья, бурении и ремонте нефтяных скважин, обеспечения жизнедеятельности персонала, проживающего в вахтовом поселке, офиса в г.Кызылорда и эксплуатации нефтеналивного терминала в пригородной зоне г.Кызылорда - пос. Белколь образуются отходы основного и вспомогательных производств.

Согласно «Проекту нормативов размещения отходов производства и потребления ТОО СП «КуатАмлонМунай» на 2018 - 2022 годы» (Заключение ГЭЭ №KZ90VCSY00100314 от 02.10.2017 года) нормативы размещения отходов производства и потребления представлены в таблице 8.1.1.

Таблица 8.1.1 – Нормативы размещения (временного хранения) отходов производства и потребления на 2018-2022 годы

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего	3997,219	-	1841,824
в т.ч. отходов производства	3855,669	-	1700,274
отходов потребления	141,55	-	141,55
Желтый уровень опасности			
Отработанные люминисцентные лампы	0,026	-	0,026
Отработанные аккумуляторы	3,108	-	3,108
Нефтешлам	812,0	-	812,0
Замазученный грунт	750,0	-	750,0
Промасленная ветошь	1,905	-	1,905
Буровой шлам	2148,825	-	-
Остатки химреагентов	10,0	-	10,0
Зеленый уровень опасности			
Огарки электродов	0,003	-	0,003
Отработанные автошины	3,33	-	3,33
Металлические бочки	12,3	-	12,3
Пластиковые бочки	7,3	-	7,3
Строительные отходы	100,0	-	100,0
Осадок КОС хоз-бытовых сточных вод	6,57	-	-
Отработанная офисная техника	0,302	-	0,302
Твердо-бытовые отходы	141,55	-	141,55
Красный уровень опасности			
-	-	-	-

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на объектах данного предприятия налажена система внутрипромышленного и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

ТОО СП «КуатАмлонМунай» имеет полигоны для размещения (захоронения) ТБО и производственных отходов.

Полигон для размещения (захоронения) ТБО

Полигон расположен в 2,8 км к северо – западу от вахтового поселка м/р Коныс. В составе полигона предусмотрены следующие сооружения:

- Карты для захоронения отходов;
- Резервные площадки для обустройства карт, возводимых в процессе эксплуатации полигона;
- Контрольно – регулирующие пруды;
- 4 контрольные (наблюдательные) скважины глубиной 20 м (не построены);
- По периметру участка захоронения ТБО предусмотрены:
- Ограждение высотой 2,4 м из колючей проволоки;
- Кольцевой канал;

- Кольцевое обвалование $h=1,5$ м;
- Кольцевая дорога с выездами на площадку;
- Рядовая посадка деревьев.

Днище и внутренние откосы имеют противодиффузионный экран: протравленное основание, защитный слой из песка толщиной 0,1 м; полимерные листы толщиной 1 мм, соединенные методом термической сварки, защитный слой из песчаного грунта толщиной 0,5 м.

Технология складирования и захоронения ТБО. Отсыпка ТБО предусмотрена по принципу «от себя» послойно. Уплотненный слой ТБО высотой не более 2,0 м изолируется слоем грунта толщиной 0,2 м. проектом предусмотрена максимальная механизация разгрузки и распределения отходов в картах. **На настоящее время, начиная с 2009г – полигон законсервирован.**

Полигон для размещения(захоронения) производственных отходов.

Площадка полигона промышленных отходов расположена на месторождении Коныс в 15 км к юго – востоку от вахтового поселка, в 2 км восточнее скважины №23. В составе полигона промышленных отходов имеется 4 карты. Объем каждой карты составляет 3000 м³. На площадке полигона предусмотрены резервные места для размещения еще 4 карт. Днище и внутренние откосы карт имеют противодиффузионный экран: защитный слой толщиной 50 см из мелкозернистого грунта фракцией не более 3 мм, полимерные листы толщиной 1 мм, соединенные термической сваркой, защитный слой из песка 10 см, уплотненное основание. Участок по периметру имеет ограждение из колючей проволоки, кольцевой канал, кольцевое обвалование, кольцевую дорогу с выездами на площадку, ливнеотводящий арык. Площадь всего участка – 39805 м², площадь застройки – 29066 м², площадь покрытия – 6793 м², площадь озеленения – 3946 м². Полигон размещения производственных отходов использовался в 2005 – 2008 гг. **Начиная с 2009г – полигон законсервирован.**

Площадки и места временного хранения отходов входят в состав сооружений нефтепромысла, имеющего СЗЗ размером не менее 1000 м.

На существующее положение карты полигонов очищены и законсервированы. На полигоне производственных отходов обустроена площадка с контейнерами для накопления нефтешлама и замазученного грунта до объемов, подлежащих транспортировке с передачей нефтесодержащих отходов на утилизацию сторонним организациям.

Буровой шлам утилизируется в дорожно-строительный материал путем смешивания с песчано-гравелистым грунтом на мобильной площадке переработки бурового шлама в отработанной части песчано-гравийного карьера ТОО СП «КуатАмлонМунай».

Иловый осадок КОС утилизируется в компост на площадке компостирования сооружений биологической очистки сточных вод хоз-бытового характера с последующим использованием органического удобрения при озеленении вахтового поселка.

Отходы производства и потребления подлежат временному хранению в специально отведенных и оборудованных местах. Вывоз отходов осуществляется сторонними организациями на переработку и дальнейшую утилизацию с передачей права собственности согласно п. 5 ст. 283 Экокодекса РК. На отходы бурения, нефтесодержащие отходы, отходы производства и потребления разработаны паспорта опасных отходов.

Технологические решения по обращению с отходами СП «КуатАмлонМунай» представлены в таблице 8.1.2.

Таблица 8.1.2 – Технологические решения по обращению с отходами ТОО СП «КуатАмлонМунай»

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
Отработанные люминесцентные лампы	Янтарный АА ₁₀₀	Временно хранятся в складском помещении на стеллажах в деревянных ящиках, вывоз по мере накопления, срок хранения – 1,5 месяцев. (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Отработанные масла	Янтарный АС ₀₃₀	Сбор и временное хранение отработанных масел осуществляется на площадке временного хранения в металлические бочки из-под масла с последующей передачей на утилизацию. Сбор отработанных масел – обустроенная площадка с твердым покрытием с сетчатым ограждением и навесом. Срок временного хранения составляет – 1 день (согласно санитарных требований хранения жидких отходов). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Отработанные аккумуляторы	Янтарный АА ₁₇₀	Временно хранятся на стеллажах открытого склада под навесом, период хранения – 1,5 месяцев (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Промасленная ветошь	Янтарный АД ₀₆₀	Временно собираются в металлические контейнеры (бочки из-под ГСМ), установленные в местах обслуживания а/транспорта, механизмов и станков, собранная ветошь вывозится на площадку хранения нефтесодержащих отходов в металлический контейнер, период хранения – 1,5 месяцев (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Остатки химреагентов	Янтарный АС ₂₅₀	Химреагенты с истекшим сроком годности временно хранятся в складских помещениях в заводской упаковке. Максимальный срок временного хранения - 3 месяца (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Буровой шлам	Янтарный АЕ ₀₄₀	Временно собираются в контейнерах на буровых площадках.

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
		Отработанный буровой раствор и буровые сточные воды согласно условий договора на бурение – собственность буровой компании. Утилизация жидких отходов бурения осуществляется согласно программе управления отходами буровой компании. Утилизация бурового шлама осуществляется ТОО СП КАМ. Утилизация бурового шлама проводится на специально оборудованной площадке в карьере песчано-гравелистого грунта путем смешивания шлама с гравелистым грунтом. Буровой шлам используется для рекультивации выработанной части карьеров ГПС и для отсыпки внутривидовых дорог (смешанный с ГПС). Максимальный срок временного хранения и переработки – 6 месяцев (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК).
Нефтешлам	Янтарный АЕ ₀₃₀	Временно собирается в металлических емкостях на специально обустроенной площадке. Период хранения – 1 месяц (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Замазученный грунт	Янтарный АЕ ₀₂₀	Временно собирается в металлических емкостях на специально обустроенной площадке. Период хранения – 1 месяц (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Отработанные автомобильные шины	Зеленый GK ₀₂₀	Временно хранятся на площадке производственной зоны с твердым покрытием. Период хранения – 1,5 месяцев (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Загрязненные упаковочные материалы другими опасными химикатами (металлические бочки)	Зеленый GA ₀₇₀	Временно хранятся на площадке производственной зоны с твердым покрытием. Период хранения – 3 месяца (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Загрязненные упаковочные материалы другими опасными химикатами (пластиковые бочки)	Зеленый GH ₀₁₂	Временно хранятся на площадке производственной зоны с твердым покрытием. Период хранения – 3 месяца (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Осадок КОС хозяйственных сточных вод	Зеленый GO ₀₆₁	Утилизируется ТОО СП «КуатАмлонМунай (компостируется на спец. площадке на территории очистных сооружений и затем используется в качестве удобрений), очистка септиков раз в полгода (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК).
Строительные отходы	Зеленый GG ₁₇₀	Временно хранятся на спецплощадках в вахтовом поселке. Площадки бетонированы и обнесены сетчатым ограждением, вывоз по мере накопления, допустимый период временного хранения строительных отходов – 1,5 месяцев (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Отработанная	Зеленый GC ₀₂₀	Временно хранятся в складских помещениях. Максимальный

Наименование отхода	Уровень опасности отхода	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
офисная техника		срок временного хранения – 3 месяца (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Огарки сварочных электродов	Зеленый GA ₀₉₀	Временно хранятся в контейнере на бетонированной площадке сварочного поста. Максимальный срок временного хранения – 1,5 месяцев (срок временного хранения до 6 месяцев, согласно требованиям ст.288 п.3.1 ЭК РК). Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.
Твердые бытовые отходы	Зеленый GO ₀₆₀	Сбор и временное хранение ТБО осуществляется в металлических контейнерах. Контейнеры для сбора ТБО установлены на специально обустроенных площадках, периодичность вывоза ТБО - 1 раз в сутки для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года обусловлены санитарными требованиями к обращению с отходами потребления. Вывозятся по договору со специализированным предприятием, имеющим разрешение на эмиссии в окружающую среду на размещение отходов.

Согласно ст. 288 п.3-1 Экологического кодекса места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

В случае нарушения условий и сроков временного хранения отходов производства и потребления (но не более шести месяцев), установленных проектной документацией, такие отходы признаются размещенными с момента их образования.

Основными видами отходов на период реализации проектных решений на месторождении Коньс являются:

- отработанные люминесцентные лампы;
- металлолом;
- промасленная ветошь;
- твердые бытовые отходы (ТБО).

Отработанные люминесцентные лампы образуются вследствие исчерпания ресурса времени работы. Лампы люминесцентные используются для освещения офисных и производственных помещений. Временно хранятся в складском помещении на стеллажах в деревянных ящиках и по мере накопления передаются специализированной организации на договорной основе. Данный вид отходов относится к янтарному уровню опасности отходов AA100.

Расчет произведен по методике определения отходов производства и потребления, утвержденной приказом МООС РК от 18.04.2008 г. № 100-п.

Норма образования отработанных ламп (N) рассчитывается по формуле: $N=n*T/Tr$, шт/год,

Где n – количество работающих ламп данного типа; Tr – ресурс времени работы ламп, ч (для ламп типа ЛБ Tr=4800 - 15000 ч, для ламп типа ДРЛ Tr=6000 - 1500 ч); T – время работы данного типа ламп в году, ч.

Таблица 8.1.3 - Расчет количества отработанных люминесцентных ламп

Наименование ламп	Кол-во установленных ламп на предприятии, шт	Нормативный срок службы одной ртутной лампы, час	Время работы лампы в сутки, час/сут	Кол-во отработанных ртутных ламп за год, шт	Масса одной лампы, кг	Масса отработанных ламп, кг	Масса отработанных ламп, т/год
Люм. лампы 20 Вт	60	12000	12	22	0,03	0,66	0,00066
Люм. лампы 40 Вт	1100	12000	12	402	0,03	12,06	0,01206
ДРЛ-125	10	10000	12	5	1,4	7,0	0,007
ДРЛ-250	30	10000	12	13	0,4	5,2	0,0052
МН-Т-250	25	10000	12	11	0,03	0,33	0,00033
МН-Т-400	15	10000	24	14	0,03	0,42	0,00042
Итого	1250	-	-	467	-	-	0,02567

Количество отработанных ртутьсодержащих ламп составит – **0,02567 т/год (467 шт.)**.

Металлолом образуется в процессе производственных работ на месторождении и составит – **10 тонн**. (Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию). Лом металлов временно хранится на специально оборудованных площадках и по мере накопления передается специализированной организации на договорной основе. Норма образования лома от ремонта основного и вспомогательного оборудования принимается по факту сдачи. Данный вид отходов относится к зеленому уровню опасности отходов GA090.

Промасленная ветошь образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования и при проведении ремонтных работ. Временно собираются в металлические контейнеры и по мере накопления передаются специализированной организации на договорной основе. Данный вид отходов относится к янтарному уровню опасности отходов AD060.

Нормативное количество промасленной ветоши определяется по Методике разработки проектов НРО от 18.04.2008 г. № 100-п.

Расчет выполнен, исходя из исходного количества ветоши (M_0 , т/год) и нормативов содержания в ветоши масел (M) и влаги (W), по формуле:

$$N=M_0+M+W,$$

где: $M=0,12*M_0$, $W=0,15*M_0$

M_0 - количество использованной ветоши – 1,5 тонн.

$$M = 0,12 * 1,5 = 0,18 \text{ тонн}, W = 0,15 * 1,5 = 0,225 \text{ тонн}.$$

Количество промасленной ветоши определяется по формуле: $N = 1,5 + 0,18 + 0,225 = 1,905$ тонн.

Твердые бытовые отходы (ТБО) образуются в процессе жизнедеятельности персонала, временно хранятся в металлических контейнерах на площадках с твердым покрытием, далее по мере накопления передаются специализированной организации на договорной основе. Данный вид отходов относится к зеленому уровню опасности отходов GO060.

В соответствии с «Порядком нормирования объемов образования и размещения отходов производства» РНД 03.1.0.3.01-96 норма накопления мусора принимается – 1,06 м³/год на 1 человека.

$$\text{Расчёт образования ТБО производится по формуле: } G = n * q * \rho, \text{ т/год}$$

n - численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, м³/чел*год;

ρ – плотность ТБО, т/м³.

$$G = 414 * 1,06 * 0,25 = 109,71 \text{ т/год}.$$

Пищевые отходы образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи). Норма накопления пищевых отходов для столовой, кафе, ресторанов на 1 блюдо установлена 0,08 кг/сут при средней плотности 0,30 т/м³.

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$$M_{n.o} = m * N * p * k * 10^{-3}, \text{ где:}$$

$M_{n.o}$ – количество образования пищевых отходов, т/год;

m – количество человек, посещающих столовую;

N – среднее количество блюд, употребляемых 1 чел. в сутки;

p – норма образования отходов на 1 блюдо, кг/сут;

k – количество дней работы столовой в году.

$$M_{n.o} = 414 * 3 * 0,08 * 365 * 10^{-3} = 36,2664 \text{ т/год}.$$

Всего количество образования твердых бытовых отходов составит **145,9764 т/год**.

Ориентировочные объёмы размещения отходов производства и потребления в период разработки месторождения Коньс представлены в таблице 8.1.4.

Таблица 8.1.4 – Ориентировочные объемы размещения отходов производства и потребления при разработке месторождения Коныс

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
ВСЕГО:	157,90707	-	157,90707
в т.ч. отходов производства	11,93067	-	11,93067
отходов потребления	145,9764	-	145,9764
<i>Янтарный уровень опасности</i>			
Промасленная ветошь	1,905	-	1,905
Отработанные люминесцентные лампы	0,02567	-	0,02567
<i>Зеленый уровень опасности</i>			
Твердые бытовые отходы	145,9764	-	145,9764
Металлолом	10	-	10

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими в ТОО СП «КуатАмлонМунай» принципами управления отходами.

Объемы образования отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения Коныс будут уточняться в рамках «Проекта нормативов размещения отходов производства и потребления ТОО СП «КуатАмлонМунай»» на соответствующие годы, в соответствии с этапами разработки месторождения.

В рамках «Проекта разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» предполагается строительство скважин согласно принятых проектных решений.

Ориентировочные объемы образования отходов при строительстве и испытании 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом «Групповой технический проект на строительство вертикальных разведочных скважин глубиной 1600 метров на месторождении Коныс (Заключение ГЭЭ от Департамента экологии по Кызылординской области № 01-04/262 от 08.02.2013 года), и составит: твердо-бытовые отходы – 5,07 тонн, отходы бурения – 624,2 тонн, автомобильные шины – 1,1 тонн, отработанные масла – 0,123 тонн, отработанные аккумуляторы – 0,125 тонн, огарки электродов – 0,011 тонн.

Более точные объемы образования отходов, образующихся при строительстве проектируемых скважин будут определены в Групповом (Индивидуальном) техническом проекте на строительство скважин на месторождении Коныс с учетом глубины скважин, срока строительства, назначения скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

8.2 Программа управления отходами

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

С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления разработана «Программа управления отходами ТОО СП «КуатАмлонМунай» на 2017-2022 годы» на основании статьи 288-1 Экологического кодекса РК от 09.01.2007 года. (Программа управления отходами представлена в Приложении 6 настоящего ПредОВОС).

Цель «Программы управления отходами» - является соблюдение нормативных требований РК в области охраны окружающей среды и международных соглашений, развитие экологически безопасного, экономически обоснованного и организационно обеспеченного обращения с отходами производства и потребления. Настоящий документ также направлен на обеспечение деятельности ТОО СП «КуатАмлонМунай» в таком свете, который демонстрирует соблюдение качества окружающей среды в соответствие с политикой компании в области охраны окружающей среды и системой экологического менеджмента.

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

- оптимизация, улучшение существующей системы управления отходами;
- уменьшение количества отходов и/или степени их опасности путем отдельного сбора с последующей утилизацией;
- безопасное для окружающей среды удаление отходов и оптимизация транспортировки отходов;
- предотвращение уменьшение опасного воздействия отходов на здоровье человека и окружающую среду;
- организация контроля за обращением с отходами на предприятии;
- экологическое просвещение сотрудников компании в вопросах обращения с отходами производства и потребления.

Показатели Программы – количественные и (или) качественные значения, определяющие на определенных этапах ожидаемые результаты реализации комплекса мер,

направленных на снижение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду.

Показатели устанавливаются с учетом:

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

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

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

8.3 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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

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

Безопасное обращение с отходами предполагает их временное хранение в специальных помещениях, контейнерах и площадках, постоянный контроль количества отходов и своевременный вывоз на переработку или захоронение на полигоны на договорной основе.

На месторождении действует система, включающая контроль:

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

На предприятии ведется работа по внедрению системы управления отходами, полностью соответствующей действующим нормативам РК и международным стандартам. В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, временного

складирования и утилизации отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

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

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

В случае неправильного сбора, хранения и транспортировки всех видов отходов может наблюдаться негативное влияние на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, подземные воды, почвенно-растительный покров, животный и растительный мир. Эффективная система управления отходами является одним из ключевых моментов разрабатываемых природоохранных мероприятий. Складирование, размещение, а в дальнейшем по мере накопления вывоз на договорной основе сторонними организациями на утилизацию или захоронение отходов, осуществляемых на месторождении в настоящее время и планируемых в ближайшее время, производится для сведения к минимуму негативного воздействия на окружающую среду.

Правильная организация размещения, хранения и удаления отходов максимально предотвращает загрязнения окружающей среды. Это предполагает исключение, изменение или сокращение видов работ, приводящих к загрязнению отходами почвы, атмосферы или водной среды. Планирование операций по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создают возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации всех видов отходов.

В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.

- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды незначительны, природа полностью самовосстанавливается.

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

8.4 Рекомендации по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Основными мероприятиями экологической безопасности при обращении с отходами производства и потребления, соблюдение 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;
- запрещение несанкционированного складирования отходов;
- проведение мониторинговых исследований в районах хранения и утилизации отходов производства и потребления.
- Утилизация отходов по договорам со спецпредприятиями;

Основные методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами и достигаемый результат представлены в таблице 8.4.1.

Таблица 8.4.1 - Методы предупреждения загрязнения окружающей среды при обращении с отходами

Метод	Основные положения	Достижимый результат
Предварительное планирование	<ul style="list-style-type: none"> - Идентификация видов, источников, ориентировочных объемов образования отходов - Идентификация требований законодательных актов в части обращения с отходами - Разработка проекта по нормированию образования отходов - Разработка мероприятий по предупреждению техногенного воздействия отходов на окружающую среду 	<ul style="list-style-type: none"> - Соблюдение требований природоохранного законодательства - Снижение негативного воздействия при разработке - Повышение экономической эффективности производства, контроль объемов образования - Снижение уровня воздействия на окружающую среду
Надлежащая организация хозяйственного и технического обслуживания	<ul style="list-style-type: none"> - Профилактическое техобслуживание оборудования и поддержание оборудования в должном порядке и чистоте - Использование поддонов для сбора стоков или утечек из оборудования - Удаление всех видов отходов с производственных участков после завершения работ - проведение ремонта оборудования на непроницаемых поверхностях и покрытиях - Хранение химреагентов 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. 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение вероятности утечек, разлива топлива, масла, химреагентов и т.д - Снижение объемов образования загрязненного грунта, а также объемов материалов, непригодных для последующего использования и относимых к отходам (отработанные масла и т.д.) - Снижение расходов на управление отходами и очистку загрязненного грунта и сточных вод
Рациональное водопользование	<ul style="list-style-type: none"> - Повторное использование отработанного бурового раствора - Использование замкнутой системы циркуляции бурового раствора - Использование попутных вод при опрессовке трубопроводов, емкостей и оборудования - Сбор и очистка всех видов сточных вод и их повторное использование - Использование малообъемных насадок высокого давления на шлангах промывки оборудования 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение объемов водопотребления - Снижение объемов образования жидких отходов
Управление материально-техническими запасами	<ul style="list-style-type: none"> - Приобретение всех материалов в необходимое время и в нужном количестве. Особенно важно при работе с химреагентами и материалами непродолжительного срока годности - Закупка по возможности неопасных материалов подлежащих вторичной переработке и утилизации - Использование штрихового кода для отслеживания использования материалов в целом по предприятию, их внутреннего обмена между подразделениями предприятия - исключение приобретения химреагентов без фабричной упаковки 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение объемов образования отходов - Снижение расходов на управление отходами - Сокращение эксплуатационных расходов - Предупреждение россыпи, разливов химреагентов при транспортировке и хранении
Замещение продукции	<ul style="list-style-type: none"> -Использование в технологических процессах нетоксичных или малотоксичных реагентов и материалов вместо веществ с высоким классом токсичности 	<ul style="list-style-type: none"> - Снижение токсичности отходов

9 ВОЗДЕЙСТВИЕ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

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

9.1 Шум

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

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

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

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

Допустимые уровни звука согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 года приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 – Допустимые уровни звука

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

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

9.2 Вибрация

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

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

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

Допустимые уровни вибрации согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 года представлены в таблице 9.2.1.

Таблица 9.2.1 – 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

9.3 Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач. Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр. Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте

максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500кВ – 7,6-8,0кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается.

Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект. Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП.

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

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №169 от 28.02.2015 года приведены в таблице 9.3.1.

Таблица 9.3.1 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

№п/п	Тип воздействия, территория	Интенсивность МП частотой 50 Гц (действующие значения), мкТл (А/м)
1	В жилых помещениях, детских, дошкольных, школьных, общеобразовательных и медицинских учреждениях	5 (4)
2	В нежилых помещениях жилых зданий, общественных и административных зданиях, на селитебной территории, в том числе на территории садовых участков	10 (8)
3	В населенной местности вне зоны жилой застройки, в том числе в зоне воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением выше 1 кВ; при пребывании в зоне прохождения воздушных и кабельных линий электропередачи лиц, профессионально не связанных с эксплуатацией электроустановок	20 (16)
4	В ненаселенной и труднодоступной местности с эпизодическим пребыванием людей	100 (80)

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

9.4 Тепловое излучение

Инфракрасные (тепловые) излучения представляют собой электромагнитные излучения с длиной волны в диапазоне от 760 нм до 540 мкм. Они подразделяются на три области: А - с длиной волны 760...1500 нм; В – 1500...3000 нм и С - более 3000 нм. Источниками инфракрасных излучений в производственных условиях являются: открытое пламя, материалы, нагретые поверхности оборудования, источники искусственного освещения и др. Инфракрасное излучение играет важную роль в теплообмене человека с окружающей средой. Эффект теплового воздействия зависит от плотности потока излучения, длительности и зоны воздействия, длины волны, которая определяет глубину проникновения излучений в ткани организма, одежды. Излучение в области А обладает большой проникающей способностью через кожные покровы, поглощается кровью и подкожной жировой клетчаткой. В областях В и С излучение поглощается большей частью в эпидермисе (наружном слое кожи). При длительном воздействии инфракрасного излучения может развиться профессиональная катаракта. Средства защиты должны обеспечивать интегральную тепловую облученность на рабочих местах не более 350 Вт/м². Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн представлены в таблице 9.4.1.

Таблица 9.4.1 - Ориентировочно допустимые значения плотности потока инфракрасного излучения в зависимости от диапазона длин волн

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

9.5 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного и теплового излучений

При организации рабочего места следует принимать все необходимые *меры по снижению шума*, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ(А) должны быть обозначены знаками безопасности. Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

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

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

Вибрационная безопасность труда должна обеспечиваться:

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

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

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

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

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;

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

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

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

10 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ

10.1 Характеристика почвенного покрова

Территория месторождения Коныс, согласно физико-географическому районированию Казахстана, расположена в пределах Арало – Сарысуйского района Арало – Каспийского пустынного округа.

Комплекс биоклиматических условий настоящих пустынь способствует формированию здесь в атмосферных условиях зональных серо-бурых пустынных почв. В зависимости от рельефа местности, характеристика почвообразующих пород, глубины залегания грунтовых вод, состава растительности они могут иметь различные видовые свойства и сопровождаться различными интразональными почвами. Многообразие и частая смена условий формирования определяют неоднородное размещение почв в пространстве и чрезвычайную пестроту почвенного покрова. На исследуемой территории выделяют следующие почвенные разновидности:

- ❖ Серо-бурые пустынные нормальные суглинистые;
- ❖ Серо-бурые пустынные солонцеватые;
- ❖ Серо-бурые пустынные гипсоносные;
- ❖ Серо-бурые пустынные такыровидные;
- ❖ Серо-бурые пустынные эродированные щебнистые;
- ❖ Такыры;
- ❖ Солонцы пустынные солончаковые;
- ❖ Солончаки обыкновенные;
- ❖ Солончаки соровые.

Серо-бурые пустынные нормальные суглинистые почвы являются основным зональным типом почв подзоны настоящих пустынь, и имеют широкое распространение на всей территории, чаще всего они образуют различные комбинации преимущественно с серо-бурыми солонцеватыми почвами и солонцами пустынными. Их можно отнести по своим морфогенетическим параметрам к категории почв с удовлетворительной устойчивостью к механическим антропогенным нагрузкам.

Серо-бурые пустынные солонцеватые почвы имеют широкое распространение на территории участка и встречаются, главным образом, либо в комплексе с солонцами пустынными, либо пятнами среди нормальных зональных почв.

Серо-бурые пустынные гипсоносные почвы встречаются в юго-западной и восточной частях исследуемой территории на размытых поверхностях останцовых равнин, подстилаемых близко к поверхности гипсоносными отложениями. Профиль этих почв в верхней части практически идентичен профилю нормальных почв, а в нижней части на глубине около полуметра существенно отличается присутствием почти сплошных скоплений гипса. Наличие близко к поверхности гипсового горизонта, часто содержащего в больших количествах легкорастворимые соли, определяют более слабую устойчивость серо-бурых гипсоносных почв к антропогенным нагрузкам.

Серо-бурые пустынные такыровидные почвы имеют ограниченное распространение в юго-западной части территории. Они формируются в периферийной части древнеаллювиальной равнины Сырдарьи, а также занимают повышенные участки в солончаковых впадинах (Карайсор) на пластовых равнинах. Поверхность этих почв слабо отакырена. По механическому составу эти почвы представлены легкосуглинистыми разновидностями. Наличие на поверхности серо-бурых такыровидных почв прочной корки способствует устойчивости почв к механическим антропогенным воздействиям, но после ее разрушения устойчивость их будет резко снижаться.

Серо-бурые пустынные эродированные почвы образуются на крутых склонах чинков пластовой цокольной равнины и останцов. Образование их связано со склоновым рельефом, способствующим развитию эрозионных процессов, сопровождающихся потерей мелкоземистой массы почвы. Серо-бурые эродированные почвы это почвы деградационного ряда, находящиеся в динамическом равновесии с комплексом условий природной среды. Всякое, даже незначительное нарушение этого состояния, может вызвать усиление процессов их деградации, поэтому по отношению к антропогенным нагрузкам их следует рассматривать как слабоустойчивые образования.

Такыры на исследуемой территории распространены преимущественно на аллювиально–пролювиальной и древнеаллювиальной равнинах. Они формируются в отрицательных элементах рельефа, служащих зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей.

Такыры, как природные образования с очень плотной в сухом состоянии коркой, весьма устойчивы к антропогенным механическим воздействиям в наиболее сухое время года. При сильном увлажнении, проведение каких – либо работ не возможно или очень сильно затруднено.

Солонцы пустынные солончаковые могут встречаться как небольшими пятнами среди различных серо-бурых почв, так и являться преобладающим компонентом в своеобразных

комплексах, образованных ими с зональными почвами. Они формируются, как правило, на засоленных породах в различных по форме и площади микропонижениях на пластовых равнинах, или на шлейфах чинков и останцах в условиях глубокого залегания грунтовых вод, не оказывающих воздействия на современный почвообразовательный процесс.

Наличие в профиле солонцов пустынных плотного солонцового горизонта и прочной поверхностной корки определяет их хорошую сопротивляемость к механическим воздействиям, особенно в сухое время года.

Солончаки это почвенные образования, содержащие в поверхностном горизонте свыше 1,0% легкорастворимых солей. На исследуемой территории встречаются солончаки обыкновенные и соровые.

Таким образом, на большей части территории геологического отвода месторождения Коныс преобладают серо-бурые пустынные нормальные суглинистые почвы, относительно устойчивые к механическим техногенным нагрузкам. Они распространены в комбинациях с солонцеватыми, гипсоносными аналогами и такырами.

На юго-западной границе участка на склонах преимущественно распространены экосистемы с серо бурыми эродированными щебнистыми и почвами в комплексе с гипсоносными, солончаками обыкновенными и солонцами пустынно – солончаковыми.

В процентном отношении территория месторождения Коныс распределена следующим образом: серо-бурые пустынные нормальные суглинистые – 90% и серо-бурые эродированные щебнистые почвы – 10%.

10.2 Современное состояние почвенного покрова

Одной из основных задач мониторинга почвенного покрова является оценка степени загрязнения почв под воздействием антропогенных источников. Первичной организационной и функциональной единицей почв является стационарная экологическая площадка (СЭП), на которой ведутся многолетние периодические наблюдения за динамикой контролируемых параметров почв. На месторождении Коныс проводится регулярный мониторинг почвенного покрова, согласно Программе экологического контроля.

Контроль над состоянием почвенного покрова проводится специалистами ТОО «КАЗЭКОАНАЛИЗ».

Отбор проб и изучение состояния почв на месторождении осуществляются согласно ГОСТ 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб». Мониторинг почв на месторождении Коныс проводится на 4 стационарных экологических площадках (СЭП).

Пробы почвы отбираются с целью определения степени загрязнения почвы тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

Для оценки современного состояния почвенного покрова на месторождении Коныс представлены данные мониторинговых исследований, проведенных во 2 квартале 2020 года специалистами ТОО «КАЗЭКОАНАЛИЗ».

Результаты проведенных во 2 квартале 2020 года химических анализов почвенных проб на месторождении Коныс, представлены в таблице 10.2.1.

Таблица 10.2.1 – Результаты исследования проб почв месторождения Коныс в 2 квартале 2020 года

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация мг/кг	Норма ПДК мг/кг
1	2	3	4
Почва м/р Коныс ст.1	Нефтепродукты	менее 0,02	-
	Медь	0,021	-
	Свинец	0,051	32,0
	Кадмий	0,0	-
	Цинк	0,14	-
Почва м/р Коныс ст.2	Нефтепродукты	менее 0,02	-
	Медь	0,02	-
	Свинец	0,048	32,0
	Кадмий	0,0	-
	Цинк	0,16	-
Почва м/р Коныс ст.3	Нефтепродукты	менее 0,02	-
	Медь	0,024	-
	Свинец	0,054	32,0
	Кадмий	0,0	-
	Цинк	0,16	-
Почва м/р Коныс ст.4	Нефтепродукты	менее 0,02	-
	Медь	0,022	-
	Свинец	0,038	32,0
	Кадмий	0,0	-
	Цинк	0,11	-

Согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием почв на месторождении Коныс, токсикологическими исследованиями почв на загрязнение тяжелыми металлами и нефтепродуктами не установлено превышение нормативных санитарных показателей предельно допустимых концентраций (ПДК). Это характеризует территорию по степени загрязнения вредными веществами как *удовлетворительное*.

10.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров

К основным факторам негативного потенциального воздействия разработки месторождения на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

- *изъятие земель* для эксплуатационных скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;

- *механические нарушения* почвенного и растительного покрова при движении по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования;
- *загрязнение почв* и растительности нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, образовании отходов производства и потребления, и т.д.

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

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

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

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

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур

и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное воздействие 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.

Учитывая все вышеперечисленные факторы, можно сделать вывод, что влияние проектируемых работ на почвенные ресурсы будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Для определения интегральной оценки воздействия проектируемых работ на почвенный покров выполнено комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя (9-27)** –

изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдении технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

10.4 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров при реализации проектных решений на месторождении необходимо:

- упорядочить использование только необходимых дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- восстановление земель, нарушенных при строительстве и эксплуатации объектов;
- инвентаризация сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных земель;
- в случаях аварийных ситуаций – проведение механической зачистки почвенных горизонтов, загрязненных нефтью, с последующей их биологической обработкой;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова.

10.5 Рекультивация земель

В соответствии со ст.140 Земельного Кодекса РК № 442-ІІ от 20.06.2003 года. «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 мелколесем, 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. 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. Из-за очень низкой гумусированности и легкого механического состава почв, снятие и сохранение плодородного слоя при проведении земляных работ не требуется. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

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

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время

приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий. Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35°C, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель. 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.

10.6 Предложения по организации мониторинга почвенного покрова

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта.

Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенно-растительного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

В настоящее время на территории месторождения Коньс ТОО СП «КуатАмлонМунай» ведется мониторинг почвенно-растительного покрова.

Места заложения СЭП выбраны с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация наиболее полно характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения. Территориальная сеть пунктов наблюдений характеризует весь комплекс

техногенного воздействия на почвы с учетом различной степени проявления негативных процессов.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.4.02-84 «Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа» и ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Контролируемые параметры и периодичность контроля:

- химическое загрязнение – нефтяные углеводороды, тяжелые металлы (медь, никель, свинец, цинк, кобальт) – 2 раза в год, весной и осенью.

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

При реализации проектных решений на месторождении Коныс произойдет увеличение количества источников вредного воздействия на окружающую среду. Соответственно рекомендуем ввести дополнительные пункты мониторинга почв и растительности для изучения влияния вновь вводимых объектов на состояние почвенного и растительного покрова. В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на месторождении Коныс, в рамках «Программы производственного экологического контроля ТОО СП «КуатАмлонМунай»», охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв.

11 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

11.1 Характеристика растительного покрова

Данный раздел включает сведения о современном составе и состоянии растительности. Отмечаются особенности экологической приуроченности некоторых родов и видов, играющих значительную роль в формировании флористических сообществ. Растительность является основным функциональным блоком экосистемы. Она участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии, служит биоклиматическим и экологическим индикатором.

По геоботаническому районированию исследуемая территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-Туранской подобласти, Северотуранской провинции, Западно-северотуранской подпровинции.

Рассматриваемая территория находится в зоне пустынь, подзоне средних (настоящих) эфемерово-полынно-солянковых пустынь с серо-бурыми такыровидными почвами.

Растительность средних (настоящих) пустынь представлена на описываемом участке полынно-многолетнесолянковыми ассоциациями с участием чернобоялыча (*Salsola arbusculiformis*) и полыней (*Artemisia pauciflora*, *A. Semiarida*, *A. terrae-albae*, *A. Tomentella*); эфемерово-полынно-многолетнесолянковыми; ферулово-полынно-многолетнесолянковыми; полынно-черносак-сауловыми на серо-бурых суглинистых почвах; ассоциациями с различными вариантами многолетнесолянковой, разнополынной и эфемеровой растительности на серо-бурый солонцеватых почвах; ассоциациями белоземельно-полынно-многолетнесолянковыми, разнополынно-многолетнесолянковыми с ферулой (*Ferula ferulaeoides*), разреженными бюргуновыми, разреженными чернобоялычевыми, угнетенными черно-саксауловыми на серо-бурых эродированных почвах.

Интразональная растительность (растительность понижений, сухих русел, солончаков, солонцов, соров, такыров) имеет место в настоящей пустыне. Это ассоциации – многолетнесолянковые, разнополынно-многолетнесолянковые; однолетнесолончаково-многолетнесолончаковые на солонцах пустынных солончаковых; галофитнокустарниковые и галофитнополукустарниковые (сарсазаники, кокпечники, кермечники и др.) с участием полыней, ломкоколосника и однолетних солянок на солончаках обыкновенных; изреженные поселения многолетних солянок (сарсазана шишковатого) и однолетних солянок на солончаках соровых; водорослевые сообщества с единичными поселениями солянок на такырах.

Все эти сообщества по фактору доминирования объединяются в формации: биюргуновой, чернобоялычевой, однолетнесолянковой, полыни белоземельной, полыни черной, разнополынной, итсигеновой, черносаксауловой, кокпековой, тасбиюргуновой.

Имея широкую экологическую амплитуду, белоземельнополынники участвуют в сложении многих комплексов растительного покрова (с участием злаков, эфемеров и эфемероидов, ковылей, боялыча (галофитный вариант), кокпека, биюргуна).

К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, сарсазан, поташники, гребенщики, жузгуны, полыни, итсигек, однолетние солянки.

Среди объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение, возможно присутствие таких растений как:

Atriplex pungens Trautv. - лебеда колючая – Семейство Chenopodiaceae. Эндем Казахстана. В районе исследования обнаружен по оврагам приводораздельного склона (чинка).

Climacoptera kasakorum Botsch- климакоптера казахов - Семейство Chenopodiaceae. Эндем Казахстана. Вид приурочен к солончаковым почвам делювиально-пролювиальных равнин.

Petrosimonia hirsutissima (Bunge) Iljin – петросимония жестковолосистая- Семейство Chenopodiaceae. Эндем Казахстана. Может быть встречена по солончаковым понижениям.

Artemisia scopaeformis Ledeb. - полынь прутьевидная - Семейство Asteraceae. Эндем Казахстана. Может быть встречен по водотокам приводораздельных склонов (чинков) и вдоль хорошо выраженного русла реки Ащисай.

Artemisia aralensis Krasch. – полынь аральская - Семейство Asteraceae. Эндем Казахстана. Приурочен к временным водотокам приводораздельных склонов (чинков).

11.2 Современное состояние растительности

На месторождении Коныс в рамках мониторинговых исследований проводятся полевые исследования за состоянием растительного покрова. Данные исследования проводятся 2 раза в год, в весенне-летний период.

Мониторинг растительности производится в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Мониторинг растительности на месторождении Коныс проводится на 4 стационарных экологических площадках (СЭП) на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ).

Пробы растительности отбираются с целью определения степени загрязнения растительности тяжелыми металлами и нефтепродуктами.

Для оценки современного состояния растительности на месторождении Коныс представлены данные мониторинговых исследований, проведенных в 3 квартале 2019 года специалистами ТОО «КАЗЭКОАНАЛИЗ».

Результаты проведенных в 3 квартале 2019 года химических анализов растительности на месторождении Коныс, представлены в таблице 11.2.1.

Таблица 11.2.1 – Результаты исследования проб растительности месторождения Коныс в 3 квартале 2019 года

Точки отбора проб	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация, мг/кг	Норма МДУ мг/кг
1	2	3	4
Станция №1 м/р Коныс СЗЗ	Цинк	2,8	50,0
	Медь	1,06	30,0
	Свинец	1,01	5,0
	Кадмий	0,12	0,3
	Нефтепродукты	<0,01	-
Станция №2 м/р Коныс СЗЗ	Цинк	3,02	50,0
	Медь	1,10	30,0
	Свинец	1,01	5,0
	Кадмий	0,13	0,3
	Нефтепродукты	<0,2	-
Станция №3 м/р Коныс СЗЗ	Цинк	3,05	50,0
	Медь	1,14	30,0
	Свинец	1,02	5,0
	Кадмий	0,05	0,3
	Нефтепродукты	<0,2	-
Станция №4 м/р Коныс СЗЗ	Цинк	3,04	50,0
	Медь	1,15	30,0
	Свинец	0,93	5,0
	Кадмий	0,11	0,3
	Нефтепродукты	<0,1	-

Стоит заметить, что до настоящего времени не определены единые предельно допустимые концентрации тяжелых металлов в растениях, поэтому для сравнительной характеристики были использованы максимально допустимые уровни (МДУ) содержания металлов в растительных образцах.

Таким образом, согласно результатам проведенных мониторинговых наблюдений за состоянием растительности на месторождении Коныс содержание тяжелых металлов в отобранных образцах растений на исследованной территории не превышает нормативов МДУ.

11.3 Характеристика воздействия на растительные сообщества

Растительность является основным блоком экосистемы. Она участвует в формировании почв, влияет на круговорот вещества и энергии, служит биоклиматическим и экологическим индикатором. Такие её функции, как аккумуляция солнечной энергии, синтез

органических веществ, регуляция газового баланса биосферы обеспечивают существование всех живых организмов. Благодаря физиономическим и индикационным свойствам, растительность является самым информативным компонентом экосистем. По её состоянию, флористическому и ценолитическому разнообразию можно судить о скорости и направленности антропогенных и антропогенностимулированных процессов, о динамике других компонентов экосистем (почв, грунтовых и поверхностных вод и т.д.). Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Основными факторами воздействия на растительность являются:

Изъятие земель для скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения.

Механические нарушения, связанные со строительными работами при буровых операциях, установки технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности.

Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

Загрязнение растительности. Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива нефти вблизи скважин и при ее транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при бурении скважин и эксплуатации скважин, утечки при отгрузке и транспортировке нефти, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода контрактной территории в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин. Выделяющиеся

при горении так называемые кислые сернистый и серный газы обладают большой токсичностью. Среднесуточная норма загрязнения этими газами для человека составляет $0,15 \text{ мг/м}^3$, допустимая максимальная разовая доза загрязнения SO_2 – $0,5 \text{ мг/м}^3$. Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации. Диоксид серы и продукты его окисления вызывает ожог листьев растений с последующей их гибелью. Для его концентрации свойственна сезонная изменчивость, она значительно меньше в тёплый период, что связано частично с фотохимическим окислением его до сульфатов, включая серную кислоту, так как сера является активным участником различных биохимических процессов в растениях и почвенных микроорганизмах. Аномально высокие концентрации загрязняющих веществ в растениях ведут к фенологическим изменениям: растения имеют более ускоренный ритм сезонного развития, когда начальные и конечные фенофазы наступают раньше, а фазы цветения и плодоношения ослаблены; вегетация сокращается на 9-15 суток; на 10-25% снижается годичный прирост побегов. Отмечено, что у растений существуют пределы пороговых концентраций химических элементов, выше или ниже которых проявляются характерные внешние симптомы биологической реакции. Превышение пороговой концентрации приводит к различного рода патологическим изменениям – уродствам различного происхождения и локализации, образованию многообразных галл, опухолей, каллюсов, клубеньков. Механизмы регуляции, препятствующие накоплению химических элементов в большом количестве, существуют не у всех растений и загрязняющие вещества через трофические цепи питания могут попадать в организм человека. Поэтому химическое загрязнение в высокой степени создаёт экологическую опасность использования территории под сельское хозяйство.

11.4 Оценка воздействия и мероприятия по снижению воздействия на растительность

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:

- упорядочить использование временных дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;

- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- очистить территорию промышленной площадки, загрязненной нефтепродуктами;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных земель;
- своевременное выявление изменения состояния растительности на территории площади.

При соблюдении предусмотренных восстановительных мероприятий, мер по защите растительности, воздействие на растительные ресурсы будет незначительным.

Учитывая, что проведение проектируемых работ на месторождении будет происходить на территории уже в разной степени подверженной антропогенным воздействиям: пастбищному, линейно-техническому; а также вследствие компенсационных возможностей местной флоры, при соблюдении требований по охране окружающей среды воздействие на растительность можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² 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 превышают цепь естественных изменений, но растительность сохраняет способность к самовосстановлению.

11.4 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 – в весенне-летний период года.

Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечаются:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.

Особое внимание при мониторинге должно уделяться соотношению коренных и синантропных (растительных видов, стратегия которых выражается в адаптационной способности на местообитаниях измененных деятельностью человека) видов растений.

Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

Рекомендуем проводить визуальное обследование территории производственных работ на предмет нахождения замазученных пятен и комплексное обследование территории площадки после проведения строительных работ в рамках очередного производственного экологического мониторинга на месторождении.

12 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

12.1 Характеристика животного мира

В расположении месторождения обитают виды характерные для глинистой полынно-боялычевой пустыни, мелкобугристых песков различной степени закреплённости и белосаксаульников северных Аралокаспийских пустынь. Фауна млекопитающих представлена не менее чем 31 видом, объединённым в 15 семейств.

Фауна млекопитающих носит ярко выраженный пустынный характер с преобладанием видов предпочитающих песчаные почвы. Фоновыми видами являются представители отряда грызунов принадлежащих к зайцеобразным, тушканчиковым, ложнотушканчиковым, песчанковым. Степные виды практически отсутствуют.

Насекомоядные представлены ушастым ежом. Из рукокрылых встречаются усатая ночница, поздний кожан, и пустынный кожан. Из редких рукокрылых встречается кожанок Бобринского. С юга может проникать шакал, и в закреплённых мелкобугристых песках возможны находения волчьих логовищ. На участках с плотными почвами встречаются норы корсаков. Из куньих широко встречается ласка, степной хорёк. Из семейства кошачьих в закреплённых песках с белосаксаульниками обитает степная кошка. В направлении юго-восток северо-запад проходят пути миграции - сайги. Ранее здесь встречался джейран.

Желтый суслик чаще встречается в понижениях между песчаных массивов, ближе к увлажнённым участкам. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиками, тушканчиком прыгуном, наряду с ними фоновым видом является тарбаганчик. Широко распространены представители семейства тушканчиковых - емуранчик, мохноногий тушканчик. Семейство хомяковые представлено серым хомячком и хомячком Эверсмана. Встречается киргизская полёвка, слепушонка. Представители песчанковых - тамариксовая, краснохвостая, полуденная и большая распространены по всей территории и являются основными носителями чумы и ряда иных инфекций. Представители семейства мышиные - домовая и лесная мыши также являются носителями ряда опасных заболеваний. Численность этих видов колеблется в пределах 2-6 особей на гектар. Из зайцеобразных встречается толай, его численность особенно высока в белосаксаульниках, где представители этого вида концентрируются зимой.

Орнитофауна представлена около 200 видами птиц. Согласно характеру пребывания в районе, пернатых можно разделить на 4 категории - пролетные, гнездящиеся, оседлые и зимующие.

Среди пернатых фоновыми видами являются представители жаворонков и каменок гнездящихся на всех участках территории. Вдоль соров и через временные водоёмы и скважины в направлении юг - север, через долину Сырдарьи проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. Это водоплавающие, хищные пернатые, чайки, представители журавлиных и воробьинообразные. На пролёте в направлении Теликольских озёр вероятны встречи пеликанов, цапель, серых уток, пеганок, крякв, чирков, речных уток, и ряда околородных пернатых. Из хищных птиц семейства ястребиных встречается более 10 видов. Обычны степной орёл, перепелятник, чёрный коршун, степной лунь. Из встречающихся 6 видов соколиных наиболее распространены два вида пустельги. Из птиц-ксерофилов преобладают жаворонки, два вида сорокопутов. Встречается береговая ласточка.

Фауна пресмыкающихся насчитывает 24 вида. С максимальной численностью пресмыкающиеся встречаются в массивах закреплённых песков.

Фауна пресмыкающихся представлена следующими видами. Для песчаных участков преобладающими являются сцинковый и гребнепалый гекконы, три вида круглоголовков - ушастая и песчаная круглоголовка а так же круглоголовка вертихвостка. С большей плотностью эти виды встречаются в мелкобугристых песках с белосаксаульниковыми растительными ассоциациями. В большом количестве здесь встречается среднеазиатская черепаха. Численность этого вида достигает 5-7 особей на гектар. Кроме того, в песках могут встречаться глазчатая, линейчатая, полосатая и сетчатая ящурки. Средняя численность составляет 3-5 экземпляра на 1 га.

На более плотном субстрате, ближе к соровым понижениям обитают такырная круглоголовка, серый геккон и разноцветная ящурка.

Семейство удавов представляют песчаный и восточный удавчики. Из семейства ужей встречаются, несколько видов полозов. Из ядовитых змей встречается стрела-змея, степная гадюка и щитомордник.

По численности преобладающими видами пресмыкающихся являются степная агама, разноцветная ящурка и такырная круглоголовка.

Видовой состав и численность представителей фоновых видов насекомых на территории региона снижен, что связано с нарушением почвенно-растительного покрова, сокращением количества кормовых растений, и воздействием вредных выбросов.

Наиболее широко встречаются кобылки - представители прямокрылых. Чешуекрылые малочисленны. Широко распространены перепончатокрылые.

Наибольшее значение среди представителей членистоногих, обитающих на обследуемой территории имеют ядовитые паукообразные и членистоногие, переносящие опасные заболевания. Это следующие виды:

Фаланги (Solifugae) - представители отряда паукообразных, способны болезненно укусить человека и вызвать опасное отравление путём занесения трупного яда в месте укуса. Сама фаланга не имеет ядовитой железы. Поэтому применение препарата против яда пауков, в случае укуса фалангой, не эффективно.

Каракурт (*Lathrodectus tredecimguttatus*) - паук чёрного цвета. Размер самок достигает 1,7 см. В окраске молодых особей присутствуют мелкие красные пятна. Это наиболее ядовитый из всех видов пауков данной территории. Яд - нейротоксин, может вызвать тяжелое отравление, иногда со смертельным исходом. Каракурт населяет участки с полынной растительностью.

Тарантул (род *Lycosa*) - менее ядовитый крупный паук, селящийся в норах. Выходит на поверхность в тёмное время суток. Укус болезненный, но, по степени ядовитости, сходен с укусом крупной осы. Может встречаться в южной и западной частях территории промысла.

Скорпионы (род *Buthus*) - ядовитые паукообразные могущие заселять южную периферию территории нефтепромыслов. Укус скорпиона болезненный, может вызвать сильную опухоль. Смертельные исходы редки. Скорпионы активны в ночное время, днём прячутся под камнями и т.п. укрытиями.

Из редких млекопитающих в пределах Арыскупского прогиба могут встречаться только два вида. Это кожанок Бобринского, принадлежащий к отряду рукокрылых, и перевязка - хищник, принадлежащий к семейству куньих.

Редкие и исчезающие виды пернатых, занесённые в республиканскую Красную книгу и охраняемые законом, преобладают на рассматриваемой территории в период сезонных миграций. Основное число видов мигрируют из поймы Сырдарьи в сторону Теликольских озёр и вдоль русла Сарысу. Представители некоторых видов, возможно, гнездятся около временных водоёмов или в районе самоизливающихся артезианских скважин.

Всего на территории может быть встречено 27 видов редких пернатых. На пролете встречаются 22 вида. В наземных ценозах гнездится 5 видов редких птиц, из них в значительном числе встречаются лишь 2 вида - степной орел и саджа. Из пролетных в заметном количестве отмечены журавль-красавка и чернобрюхий рябок.

12.2 Характеристика воздействия разработки месторождения на фауну региона

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования. Методика проведения полевых работ основывается на «Рекомендациях по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир)», РНД 211.3.02.05-96, и на Постановлении Кабинета Министров РК № 918 «Об одобрении РК Конвенции о биологическом разнообразии и организации выполнения предусмотренных ею обязательств».

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение флоры и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов, в общем;
- Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибионтных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- механическое воздействие;
- 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.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и

растительности, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные. *Прямые воздействия* обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных. *Косвенные воздействия* обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

В целом, при соблюдении мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на животный мир. Комплекс мер, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия. Оценка воздействия на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² 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, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

12.3 Мероприятия по снижению вредного воздействия на животный мир

Воздействие разработки месторождения на животный мир можно будет значительно снизить, если соблюдать следующие требования:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных.
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- принимать меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефти, нефтепродуктов и различных химических веществ;

12.4 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.

Основными методами проведения наблюдений являются проведение экспедиционного обследования территории и выполнение сравнительного анализа материалов по составу, численности и биотическому размещению пресмыкающихся, птиц и млекопитающих региона, как наземной, так и морской фауны, на участках подвергающихся наиболее сильному воздействию производственных работ. 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. Периодичность наблюдений – 1 раз в год. При проведении наблюдений на мониторинговых площадках особое внимание уделяется редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана и индикаторным в отношении антропогенного воздействия видам.

13 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЫ И ЭКОНОМИКА РЕГИОНА

13.1 Социально-экономические условия

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

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Агентства РК по статистике, областного управления статистики.

Социально-экономическая структура Кызылординской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях.

Кызылординская область (каз. Қызылорда облысы) образована 15 января 1938 года.

Область расположена в юго-западной части Казахстана с общей площадью 226 тыс. кв. км, что составляет 8,3% всей территории республики.

Область граничит на северо-западе с Актюбинской, на Севере с Карагандинской, на юго-востоке с Южно - Казахстанской областями, а на юге - с Республикой Узбекистан.

Численность населения (по предварительным расчетным данным) составила 641,7 тыс. человек, в том числе 227,3 тыс. человек (35,4%) проживают в городской местности, 415,3 тыс. человек (64,6%) – в сельской местности.

Область административно разделена на 7 районов и город областного подчинения Кызылорда. В области 265 поселка и села, 145 сельских и аульных округа.

Список районов с запада на восток:

1. Аральский район, центр - город Аральск;
2. Казалинский район, центр - посёлок городского типа Айтеке-Би;
3. Кармакшинский район, центр - село Жосалы (Джусалы);
4. Жалагашский район, центр - село Жалагаш (Джалагаш);
5. Сырдарьинский район, центр - село Теренозек;
6. Шиелийский район, центр - село Шиели (Чиили);

7. Жанакорганский район, центр - село Жанакорган (Яныкурган);

Город Байконур, территория которого окружена территорией Кармакшинского района, не входит в состав Кызылординской области и является городом республиканского подчинения. Территория Байконура находится в долгосрочной аренде у Российской Федерации. На территории города действует российское законодательство, используется российская валюта.

Областным центром Кызылординской области является город Кызылорда, расположен на правом берегу реки Сырдарья, в ее нижнем течении.

Город Кызылорда – административный, социально-экономический, научный, образовательный и культурный центр области. Этот город отличается функциональным разнообразием экономики, многосторонним потенциалом, выгодным экономико-географическим положением. Сочетание всех этих качеств делает Кызылорду локомотивом развития и генератором инноваций всей области.

Основное направление в хозяйственной деятельности Кызылординской области – добыча углеводородного сырья, производство строительных материалов, рыболовство и сельское хозяйство.

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.

13.2 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 декабром 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.

13.3 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 месяца) 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), коллеждей – 1, музыкальных школ – 4, домов школьников – 1, кабинетов психолог-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 услугчереждениям 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%.

13.4 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

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. Социальная 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.

13.5 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 и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая.

И изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий. В то же время, развитие нефтегазового комплекса является мощным стимулом, способствующим подъему уровня социально-экономического развития области.

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по области является сжигание попутного газа при освоении месторождений и при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территорий месторождений.

В районе расположения месторождения Коныс постоянных населенных пунктов нет. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (200 км) и Жусалы (120 км). Расстояния до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 160 км и 290 км, соответственно.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.

14 ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА

14.1 Общие понятия и определения

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска 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.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

14.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных – построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- 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 14.2.1.

Таблица 14.2.1 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1"	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Порыв трубопровода	$1,6 \cdot 10^{-5}$ (1/год)	Объем, между двумя клиновыми задвижками и вытекший до ликвидации утечки

В таблицах 14.2.2.-14.2.5 приведены матрицы экологического риска для природной среды при случайной аварии, позволяющая сопоставить вероятность и величину последствий аварийных ситуаций.

Для ее заполнения матрицы экологических рисков использовались предварительно рассчитанные баллы значимости воздействий для различных компонентов природной среды.

Таблица 14.2.2 - Матрица экологического риска для природной среды при случайной аварии (неуправляемое нефтегазопроявление, нарушение устойчивости пород стенок ствола скважин)

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах							Частота аварий (число случаев в год)						
	Компоненты природной среды							<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1	
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10		9				8	8	16				XXXX		
11-21	12		12		16							XXX		
22-32														
33-43														
44-54				48								X		
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

Таблица 14.2.3 - Матрица экологического риска для природной среды при разгерметизации технологического аппарата и порыве трубопровода

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах							Частота аварий (число случаев в год)						
	Компоненты природной среды							<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1	
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10		9				8	8	16		XXXX				
11-21	12		12		16					XXX				
22-32														
33-43										X				
44-54				48										
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)




Таблица 14.2.4 - Матрица экологического риска для природной среды при разгерметизации технологического трубопровода на полное сечение

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах							Частота аварий (число случаев в год)						
	Компоненты природной среды							<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1	
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10		9				8	8	16	XXXX					
11-21	12		12		16				XXX					
22-32														
33-43									X					
44-54				48										
55-64														

- Низкий риск (терпимый)
- Средний риск (требуется снижение воздействия)
- Высокий риск (неприемлемый)

Таблица 14.2.5 - Матрица экологического риска для природной среды при разгерметизации технологического оборудования или трубопровода при утечке через 1”

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах								Частота аварий (число случаев в год)					
	Компоненты природной среды								<10 ⁻⁶	≥10 ⁻⁶ <10 ⁻⁴	≥10 ⁻⁴ <10 ⁻³	≥10 ⁻³ <10 ⁻¹	≥10 ⁻¹ <1	≥1
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Животный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10		9				8	8	16		XXXX				
11-21	12		12		16					XXX				
22-32														
33-43										X				
44-54				48										
55-64														

-  - Низкий риск (терпимый)
-  - Средний риск (требуется снижение воздействия)
-  - Высокий риск (неприемлемый)

Представленные выше матрицы экологического риска рассмотренных аварийных ситуаций показывают, что уровень экологического риска не достигает высокого уровня ни для одного компонента природной среды при каждой из возможных аварий.

Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газозвушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории.

В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- образование токсичного облака;
- взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- пожар разлива (бассейновый пожар);
- струевое горение (факельный пожар);
- взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- токсическое поражение;
- воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар);
- пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

14.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;

- меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, 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.

Возможные риски, последствия воздействия техногенных факторов на различные объекты, которые возможно предупредить посредством контроля, представлены в таблице 14.3.1.

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 работах на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса 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.

Таблица 14.3.1 – Риск, последствия воздействия техногенных факторов на различные объекты

Объект	Событие	Последствия	Мероприятия по предупреждению
Скважины добывающие	Утечка в местах задвижек, соединения труб, устройства запуска скребков, утечки из резервуаров	- утечка небольших объемов с незначительными последствиями	<ul style="list-style-type: none"> - постоянное присутствие подготовленного персонала и срочное принятие аварийных мер; - на площадке должно иметься оборудование для очистки мест разлива, доступный для персонала
Сборные линии	Опасность представляют механический отказ, столкновение транспортных средств, коррозия	<ul style="list-style-type: none"> -разрыв сборных линий с утечкой транспортируемых флюидов – нефть, газ, попутная вода, при утечке газа возможен пожар; - потенциальный объем утечки нефти равен объему на участке с максимальным диаметром и длиной сборной линии; 	<ul style="list-style-type: none"> - постоянное наличие средств контроля и обнаружения пожаров, а также защитного оборудования; - постоянное присутствие подготовленного персонала и срочное принятие аварийных мер; - на площадке должно иметься оборудование для очистки мест разлива; - наличие и исправность системы автоматического контроля и отключения при падении давления;
Трубопровод и автотранспорт	Механические отказы, коррозию, столкновение транспортных средств, авария на трубопроводе	<ul style="list-style-type: none"> - разрыв трубопровода по любой из этих причин может привести к утечке всего объема между двумя клиновыми задвижками, достигнув максимума. Такая утечка продукции приводит к загрязнению поверхности почв, подземных, поверхностных вод, временных водоемов, угнетающее воздействие на фауну; - возможность вандализма присутствует, однако, вероятность повреждения является низкой. Саботаж представляет собой более серьезную проблему и может привести к повреждению трубопровода и утечке объема нефти между двумя клиновыми задвижками. Пожар является дополнительной угрозой. 	<ul style="list-style-type: none"> -100%-ный контроль стычковых швов; -использование внутрипромысловых трубопроводов из стекловолокна; - трубопровод должен быть оснащен защитным антикоррозийным покрытием, при необходимости обеспечена катодная защита; - автоматический контроль системы трубопровода, обеспечит быстрое обнаружение средних и больших утечек; - использование автомобильных цистерн с несколькими секциями для уменьшения последствий аварий;

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом разработки месторождения, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем на месторождении Коныс, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации при их возникновении на период разработки месторождения.

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;
- почвенно-растительные ресурсы.

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 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 негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефтепродуктов и конденсата;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и

техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

14.5 Оценка экологического риска при буровых операциях

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. 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 внутрипромысловых 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 промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Охрана водных ресурсов

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Групповой «Технический проект на строительство скважин» должен предусмотреть безамбарную технологию бурения.

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 противозерозийной устойчивостью. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

Охрана животного мира

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

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.

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, 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 разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системой охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;

- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противобандное предприятие, противопожарная служба. В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: военизированная пожарная часть города, Облздрав, Управление по государственному контролю и надзору в области ЧС, Инспекция по охране труда, Департамент КНБ, Департамент охраны общественного здоровья области, Областная прокуратура, Департамент экологии, Инспекция охраны и использования недр.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

16 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

16.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду

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

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов нефтедобычи;
3. Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при разработке проектируемой территории являются сепараторы, резервуары для нефти, насосы для откачки нефти, печи подогрева, скважины, кусты скважин. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, от неорганизованных и организованных источников, в силу ограниченной интенсивности выбросов и их пространственной разобщенности не должны создавать высоких приземных концентраций;
5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует;
6. При производственной деятельности и в полевом лагере происходит образование и накопление производственных и твердых бытовых отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

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

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

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 16.1.1.

Таблица 16.1.1 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, и основные мероприятия по их снижению

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

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности).

Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 1 данного проекта) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Коньс сведена в таблицу 16.1.2.

Таблица 16.1.2 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений по разработке месторождения Коньс.

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)	Кратковременный (1)	Слабая (2)	Низкая (2)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
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)
Итого:	-	-	-	Средняя (19,75)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Коньс составляет 19,75 балла, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды*. Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Коньс при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

16.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия. Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений на месторождении представлены в таблице 16.2.1.

Таблица 16.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 1 данного проекта) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Кызылординской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *среднее отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *средних до высоких положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 16.2.2.

Таблица 16.2.2 - Комплексная оценка воздействия на компоненты социально-экономической сферы при реализации проектных решений

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3			
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3			
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1			
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта)	Среднее положительное воздействие

					колебаниям изменчивости)	
			+1	+5	+1	+7
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+4			
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+3			
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1			
Инвестиционная деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+4			

17 ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ РАСЧЕТЫ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ

17.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при производственной деятельности на месторождении Коныс ТОО СП «КуатАмлонМунай». производит ежегодно по факту образования.

17.2 Расчет платы за размещение отходов в окружающей среде

Платежи за размещение отходов производства и потребления ТОО СП «КуатАмлонМунай» будет производить ежегодно по факту образования.

18 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПОСЛЕДУЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ДОКУМЕНТАЦИИ, ОБОСНОВЫВАЮЩЕЙ НАМЕЧАЕМУЮ ХОЗЯЙСТВЕННУЮ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ – ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Все стадии разработки документации, обосновывающей намечаемую хозяйственную деятельность - проектной документации, по промышленной разработке нефтяных месторождений определяются в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» (утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239).

Настоящий «Проект разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» был разработан в соответствии с:

- ст.87 «Единых правил...»: «Разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения».
- ст.88 «Единых правил...»: «Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов».
- ст.90 «Единых правил...»: «Для месторождений, содержащих газовые и нефтяные залежи, может составляться единый проект разработки или, в случае целесообразности, отдельные проекты разработки для различных типов залежей».

Для промышленной разработки месторождений углеводородов составляются также технические проектные документы, которые основываются на проекте разработки месторождения.

- ст. 96 «Единых правил...»: «Технический проект по обустройству месторождения, согласно Кодексу составляется на основе проекта пробной эксплуатации, проекта разработки месторождения или анализа разработки месторождения в соответствии с требованиями соответствующего уполномоченного органа в области строительства».
- ст. 97 «Единых правил...»: «Обустройство месторождения предусматривает строительство промысловых и иных объектов, необходимых для добычи, подготовки, хранения и транспортировки углеводородов от места добычи и хранения до места перевалки в магистральный трубопровод и (или) на другой вид транспорта».

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с техническим проектом на бурение скважин. Технические проекты на бурение скважин составляются проектной организацией, имеющей лицензию на выполнение соответствующих работ (ст.165 «Единых правил...»).

Проектирование бурения скважин основывается на следующих положениях (ст. 168 «Единых правил...»):

- 1) бурение скважин осуществляется по групповым или индивидуальным техническим проектам на бурение скважин;
- 2) технический проект является основным документом, регламентирующим процесс бурения скважин;
- 3) в проектах предусматривается качественное вскрытие продуктивных пластов, крепление и надежность скважин, выполнение всех требований базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;
- 4) при проектировании бурения скважин руководствуются действующими нормативными документами по всем основным видам работ и охране окружающей среды. Технический проект составляется на основании задания на проектирование бурения скважин, которое составляется недропользователем на основе базовых проектных документов и проектных документов на разведку и добычу углеводородов;
- 5) ответственность за полноту и достоверность исходных данных на проектирование несет недропользователь, а за качество проекта – недропользователь и проектная организация;
- 6) бурение скважин осуществляется на основе подрядных договоров между буровой организацией и недропользователем или самим недропользователем при наличии соответствующей лицензии;
- 7) изменения к техническому проекту в целях повышения качества и безопасности работ производятся по требованиям уполномоченных органов в области охраны окружающей среды, в области углеводородов, а также иных государственных органов в пределах их компетенции;
- 8) допускается, без внесения изменений в технический проект по согласованию с проектной организацией, отклонение глубины по стволу скважины и длины обсадной колонны от предусмотренных в техническом проекте в пределах ± 250 м (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин ± 300 м);
- 9) контроль за исполнением технического проекта осуществляют заказчик и проектная организация, составившая технический проект;
- 10) ответственность за реализацию проекта бурения скважины несет недропользователь и буровая организация.

Мониторинг исполнения проектных документов на разработку месторождения включает в себя сопровождение работы недропользователя по проектному документу в

рамках ежегодного авторского надзора с представлением ежегодного отчета в уполномоченный орган в области углеводородов (ст.148 «Единых правил...»).

В рамках авторского надзора за реализацией проекта разработки месторождения углеводородов допускается (ст.149 «Единых правил...»):

- 1) изменение графика ввода скважин без изменения общего проектного фонда скважин, предусмотренного в базовом проектом документе;
- 2) корректировка местоположения проектируемых скважин, при наличии обоснованной необходимости;
- 3) виды и объемы исследовательских работ;
- 4) корректировка объектов испытания и их количество в пробуренных и проектируемых эксплуатационных скважинах и оценочных скважинах в рамках мероприятий по доразведке месторождения.

При авторском надзоре используется информация, полученная при разработке, а результаты оформляются в виде информационного отчета (ст.151 «Единых правил...»).

Авторский надзор выполняется в соответствии с нормативно-технической документацией по составлению авторских надзоров за реализацией базовых проектных документов, разрабатываемой и утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов (ст.154 «Единых правил...»).

ЗАЯВЛЕНИЕ ОБ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЯХ

НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	Месторождение Коныс
ИНВЕСТИТОР (ЗАКАЗЧИК)	Товарищество с ограниченной ответственностью «Совместное Предприятие «КуатАмлонМунай»»
РЕКВИЗИТЫ	ТОО СП «КуатАмлонМунай» Республика Казахстан, Кызылординская область г. Кызылорда, 120008, ул.Амангельды Иманова, здание 108 Г. БИН 941040001055. АО «Ситибанк Казахстан» БИК: СІТІКЗКА Р/С: KZ5183201T0250244002 тел.: 8 (7242) 23-56-00, 23-59-01 факс: 8 (7242) 23-76-21 Генеральный директор – Сун Хуайюй
ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ	Частные или иностранные инвестиции
МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ ОБЪЕКТА	Республика Казахстан. Кызылординская область. Сырдарьинский район.
ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ ОБЪЕКТА	ТОО СП «КуатАмлонМунай». Месторождение Коныс.
ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ПРОЕКТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ	Предварительная оценка воздействия на окружающую среду (ПредОВОС) к «Проекту разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 года».
ГЕНЕРАЛЬНАЯ ПРОЕКТНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ	АО «НИПИнефтегаз» Республика Казахстан, 130000, город Актау, 8 мкрн., дом 38 «А»; ИИК № KZ646017231000000864 (KZT) в Актауском филиале АО «Народный Банк Казахстана», БИК HSBKZKX; БИН 970940000588. Генеральный директор – Герштанский Олег Сергеевич.
ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА	
РАСЧЕТНАЯ ПЛОЩАДЬ ЗЕМЕЛЬНОГО ОТВОДА	Площадь землепользования месторождения Коныс составляет - 30133 га.
РАДИУС И ПЛОЩАДЬ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ (СЗЗ)	Радиус санитарно-защитной зоны составляет 1000 метров от крайних источников загрязнения месторождения Коныс.
КОЛИЧЕСТВО И ЭТАЖНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ КОРПУСОВ	Одноэтажные модули - вагончики для рабочего персонала.
НАМЕЧАЮЩЕЕСЯ СТРОИТЕЛЬСТВО СОПУТСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ СОЦИАЛЬНО-КУЛЬТУРНОГО НАЗНАЧЕНИЯ	Не намечается
НОМЕНКЛАТУРА ОСНОВНОЙ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ И ОБЪЕМ ПРОИЗВОДСТВА В НАТУРАЛЬНОМ ВЫРАЖЕНИИ (ПРОЕКТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НА ПОЛНУЮ МОЩНОСТЬ)	Максимальный объем добычи нефти и газа по 3-му рекомендуемому варианту разработки месторождения Коныс достигается в 2033 году: <ul style="list-style-type: none"> ▪ добыча нефти – 594,8 тыс.тонн. ▪ добыча газа – 52,1 млн.м³.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ	Разработка месторождения Коньс, добыча и подготовка и транспортировка нефти и газа.						
ОБОСНОВАНИЕ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ НЕОБХОДИМОСТИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	Развитие контрактной территории месторождения Коньс ТОО СП «КуатАмлонМунай» позволяет увеличить занятость местного трудоспособного населения и увеличить отчисления в бюджет, обеспечение рабочими местами населения района, развитие инфраструктуру района, улучшение качества дорог и совершенствование системы связи.						
СРОКИ НАМЕЧАЕМОГО СТРОИТЕЛЬСТВА	Период разработки по 3-му рекомендуемому варианту – с 2020 года по 2074 год.						
МАТЕРИАЛОЕМКОСТЬ							
1. ВИДЫ И ОБЪЕМЫ СЫРЬЯ:							
1/ МЕСТНОЕ	Попутный нефтяной газ на собственные нужды						
2/ ПРИВОЗНОЕ	нет						
2.ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО	дизельное топливо						
3.ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ	Газопоршневыеустановку ГПУ						
4. ТЕПЛО	Печи и котельные установки.						
УСЛОВИЯ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ И ВОЗМОЖНОЕ ВЛИЯНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ							
АТМОСФЕРА							
ПЕРЕЧЕНЬ И КОЛИЧЕСТВО ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ВЫБРАСЫВАЕМЫХ В АТМОСФЕРУ:							
СУММАРНЫЙ ВЫБРОС, ТОНН В ГОД	1364,612564 т/год по 3-му рекомендуемому варианту (2033 год – максимальная добыча нефти)						
ТВЕРДЫЕ, ТОНН В ГОД	2,953864 т/год						
ГАЗООБРАЗНЫЕ И ЖИДКИЕ, ТОНН В ГОД	1361,6587 т/год						
ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ИНГРЕДИЕНТОВ В СОСТАВЕ ВЫБРОСОВ	Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу т/год по 3-му рекомендуемому варианту представлен в таблице						
Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м³	ПДКс.с., мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
Вариант 3 (рекомендуемый). 2033 год							
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	-	2	9,9348	349,1905
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	-	3	1,61244	56,7441
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05	-	3	0,0866	2,9538
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	-	-	2	0,00821	0,0858
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	5	3	-	4	12,077	430,087
0410	Метан	-	-	50	-	0,602	19,1468
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	-	50	-	14,1781	237,6644
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	-	30	-	3,6715	38,3121
0602	Бензол	0,3	0,1	-	2	0,04793	0,5003
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	-	-	3	0,01901	0,1932
0621	Метилбензол	0,6	-	-	3	0,02621	0,2785
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	-	0,000001	-	1	0,00000128	0,000064
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,05	0,01	-	2	0,0192	0,6368
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/	1	-	-	4	6,4448	228,8192
ВСЕГО:						48,72780128	1364,612564

<p>ПРЕДПОЛАГАЕМЫЕ КОНЦЕНТРАЦИИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НА ГРАНИЦЕ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ</p>		<p>Результаты проведенных расчетов рассеивания, показали, что разработка месторождения при рассматриваемой организации системы сбора и подготовки добываемой продукции не приведет к превышению предельно-допустимой концентрации. 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.</p>			
Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота диоксид	0,2	-	1,837	0,105
0304	Азот оксид	0,4	-	0,224	0,084
0328	Углерод (Сажа)	0,15	-	0,112	0,068
0333	Сероводород	0,008	-	0,258	0,011
0337	Углерод оксид	5,0	-	0,230	0,141
0410	Метан	-	50	0,00054	0,00003
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	50	0,351	0,003
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	30	0,031	0,002
0602	Бензол	0,3	-	0,040	0,002
0616	Диметилбензол	0,2	-	0,037	0,001
0621	Метилбензол	0,6	-	0,013	0,001
0703	Бенз/а/пирен	0,000001	-	0,0119	0,0002
1325	Формальдегид	0,05	-	0,016	0,001
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на С/	1	-	0,273	0,012
0333+1325	Группа суммации	-	-	0,258	0,011
<p>ИСТОЧНИКИ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, ИХ ИНТЕНСИВНОСТЬ И ЗОНЫ ВОЗМОЖНОГО ВЛИЯНИЯ:</p>					
<p>ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ИЗЛУЧЕНИЯ</p>		<p>Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на территории месторождения это: линии электропередач, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала соблюдаются нормативные санитарно-гигиенические требования при работе с указанным оборудованием.</p>			
<p>АКУСТИЧЕСКИЕ</p>		<p>Основными источниками шума при эксплуатации месторождения будет специальное оборудование, применяемое при работах по добыче нефти и газа. Проектными решениями предполагается использование техники, оборудования и средств защиты, обеспечивающих уровень звука на рабочем месте, не превышающий 80 дБА.</p>			
<p>ВИБРАЦИОННЫЕ</p>		<p>Незначительное воздействие вибрации будет ощущаться в местах расположения специального оборудования, применяемого при работах по добыче нефти и газа. На месторождении для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе оборудования будет предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин, сокращение времени пребывания в условиях вибрации, применение средств индивидуальной защиты.</p>			
<p>ВОДНАЯ СРЕДА</p>					
<p>ЗАБОР СВЕЖЕЙ ВОДЫ:</p>		<p>В настоящее время на территории вахтового поселка месторождения Коныс имеются следующие водозаборные сооружения для водоснабжения коммунальных и питьевых нужд: подземный водозабор из двух скважин (№№ 1В и 3В.), сети хозяйственно-питьевого водопровода, станция водоподготовки, резервуары для хранения воды. Химический состав опресненной воды после очистки соответствует СП «Санитарно-эпидемиологические требования в водоемким, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей» утвержденный приказом МНЭ РК № 209 от 16.03.2015 года и ГОСТ 2877-82. Вода питьевая.</p>			

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения на территории месторождения представлены в таблице							
Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Хозбытовые нужды	1 житель	414	0,12	49,68	18133,2	49,68	18133,2
Столовая	4 условных блюда в сутки	414	0,012	19,872	7253,28	19,872	7253,28
Прачечная	1 кг сухого белья	414	0,04	16,56	6044,4	16,56	6044,4
Всего:				86,112	31430,88	86,112	31430,88
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	4,3056	1571,5440	4,3056	1571,5440
Итого:				90,418	33002,424	90,418	33002,424
РАЗОВЫЙ, ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ВОДООБОРОТНЫХ СИСТЕМ, М ³		Нет					
ПОСТОЯННЫЙ, М ³ /ГОД		Нет					
ИСТОЧНИКИ ВОДОСНАБЖЕНИЯ:							
ПОВЕРХНОСТНЫЕ		Нет					
ПОДЗЕМНЫЕ		Водоснабжение вахтового поселка в настоящее время осуществляется за счет двух гидрогеологических скважин №№ 1В и 3В. Артезианские скважины 1В и 3В пробурены на туронский водоносный горизонт.					
ВОДОВОДЫ И ВОДОПРОВОДЫ		Нет					
КОЛИЧЕСТВО СБРАСЫВАЕМЫХ СТОЧНЫХ ВОД:							
В ПРИРОДНЫЕ ВОДОЕМЫ И ВОДОТОКИ		Сброс сточных вод в природные водоемы и водотоки – не планируется.					
В ПРУДЫ-НАКОПИТЕЛИ		На месторождении Коньс принята схема очистки сточных вод хозяйственно – бытового характера на очистных сооружениях биологической очистки. Предусмотрены четырехступенчатые биопруды. Первая ступень биопрудов с искусственной аэрацией, последующие ступени с естественной аэрацией. Сточные воды хозяйственно-бытового характера вахтового поселка месторождения Коньс подвергаются механической и биологической очистке и только после этого отводятся на поля фильтрации.					
В ПОСТОРОННИЕ КАНАЛИЗАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ		Нет					
КОНЦЕНТРАЦИИ И ОБЪЕМ ОСНОВНЫХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ, СОДЕРЖАЩИХСЯ В СТОЧНЫХ ВОДАХ (ПО ИНГРЕДИЕНТАМ)		Концентрации загрязняющих веществ в стоках не превышают установленных нормативов ПДС.					
КОНЦЕНТРАЦИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПО ИНГРЕДИЕНТАМ В БЛИЖАЙШЕМ МЕСТЕ ВОДОПОЛЬЗОВАНИЯ (ПРИ НАЛИЧИИ СБРОСА СТОЧНЫХ ВОД В ВОДОЕМЫ ИЛИ ВОДОТОКИ)		Сброс подготовленных сточных вод в природные водоемы и водотоки не планируется					
ЗЕМЛИ							
ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЧУЖДАЕМЫХ ЗЕМЕЛЬ:							
ПЛОЩАДЬ:		Площадь землепользования месторождения Коньс составляет - 30133 га.					
> В ПОСТОЯННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ		-					

> ВО ВРЕМЕННОЕ ПОЛЬЗОВАНИЕ	-		
В Т.Ч. ПАШНЯ	Нет		
ЛЕСНЫЕ НАСАЖДЕНИЯ	Нет		
НАРУШЕННЫЕ ЗЕМЛИ, ТРЕБУЮЩИЕ РЕКУЛЬТИВАЦИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ:			
> КАРЬЕРЫ	Нет		
> ОТВАЛЫ	Нет		
> НАКОПИТЕЛИ	Нет		
> ПРОЧИЕ	Все нарушенные участки на контрактной территории будут подвергнуты рекультивации.		
РАСТИТЕЛЬНОСТЬ			
ТИПЫ РАСТИТЕЛЬНОСТИ, ПОДВЕРГАЮЩИЕСЯ ЧАСТИЧНОМУ ИЛИ ПОЛНОМУ ИСТОЩЕНИЮ	Биюргуновая, чернобоялычевая, однолетнесолянковая, полыни белоземельной, полыни черной, разнопопынной, итсигеновой, черносаксауловой, кокпековой, тасбиюргуновой формации.		
В ТОМ ЧИСЛЕ ПЛОЩАДИ РУБОК В ЛЕСАХ	Нет		
ОБЪЕМ ПОЛУЧАЕМОЙ ДРЕВЕСИНЫ	Нет		
ЗАГРЯЗНЕНИЕ РАСТИТЕЛЬНОСТИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С/Х КУЛЬТУР ТОКСИЧНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ	Не предполагается.		
ФАУНА			
ИСТОЧНИКИ ПРЯМОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЖИВОТНЫЙ МИР, В ТОМ ЧИСЛЕ НА ГИДРОФАУНУ	Основными видами воздействия будут: движение автотранспорта, технологическое оборудование, а также воздействие, связанное с изъятием среды обитания представителей фауны на площади работ.		
ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОХРАНЯЕМЫЕ ПРИРОДНЫЕ ТЕРРИТОРИИ (ЗАПОВЕДНИКИ, НАЦИОНАЛЬНЫЕ ПАРКИ, ЗАКАЗНИКИ)	На рассматриваемой территории, особо охраняемые природные территории (ООПТ) отсутствуют, в связи с чем, воздействие планируемых работ на ООПТ не предполагается.		
ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА			
ОБЪЕМ НЕУТИЛИЗИРУЕМЫХ ОТХОДОВ, ТОНН В ГОД	Нет		
В ТОМ ЧИСЛЕ ТОКСИЧНЫХ, ТОНН В ГОД	Нет		
Ориентировочный объем образования отходов			
Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
ВСЕГО:	157,90707	-	157,90707
в т.ч. отходов производства	11,93067	-	11,93067
отходов потребления	145,9764	-	145,9764
<i>Янтарный уровень опасности</i>			
Промасленная ветошь	1,905	-	1,905
Отработанные люминесцентные лампы	0,02567	-	0,02567
<i>Зеленый уровень опасности</i>			
Твердые бытовые отходы	145,9764	-	145,9764
Металлолом	10	-	10
ПРЕДЛАГАЕМЫЕ СПОСОБЫ НЕЙТРАЛИЗАЦИИ И ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ	Все образующиеся на предприятии ТОО СП «КуатАмлонМунай» отходы производства и потребления временно складированы на территории предприятия и по мере накопления вывозятся по договорам в специализированные предприятия на переработку и захоронение.		
НАЛИЧИЕ РАДИОАКТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ, ОЦЕНКА ИХ ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	Образование радиоактивных отходов не планируется.		

ВОЗМОЖНОСТЬ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	
ПОТЕЦИАЛЬНО ОПАСНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ И ОБЪЕКТЫ:	Потенциально-опасными технологическими объектами являются добывающие скважины, технологическое оборудование, задействованное в системе добычи и подготовки углеводородного сырья.
ВЕРОЯТНОСТЬ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ	разгерметизация технологического аппарата (сосуда): -квасимгновенный выброс вещества (на полное сечение) - $1,0 \cdot 10^{-5}$; - утечка через отверстие 1" - $9,0 \cdot 10^{-5}$; -«гильотинный разрыв» (на полное сечение) - $5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год)); -разгерметизация технологического трубопровода: - утечка через отверстие 1" - $9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год) - разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения - $1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год) -порыв трубопровода – $1,6 \cdot 10^{-5}$, (1/год) При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений по разработке месторождения, позволяет судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.
РАДИУС ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	-
КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, ВЫЗВАННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЕМ ОБЪЕКТА, А ТАКЖЕ ЕГО ВЛИЯНИЕ НА УСЛОВИЯ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЕ НАСЕЛЕНИЯ	Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений составляет 19,75 балла, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Производственная деятельность в рамках реализации проекта может повлечь за собой изменение социальных условий региона в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.
ПРОГНОЗ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ И ВОЗМОЖНЫХ ПОСЛЕДСТВИЙ В СОЦИАЛЬНО-ОБЩЕСТВЕННОЙ СФЕРЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОБЪЕКТА	При надлежащем выполнении мероприятий по охране окружающей среды, предложенных в настоящем проекте, не предполагается негативного воздействия объекта на окружающую среду. Реализация проекта окажет положительное влияние в социально-экономической сфере, в т.ч. увеличится занятость трудоспособного населения, будет развиваться инфраструктура района. При дальнейшей разработке месторождения продолжаться налоговые, социальные и другие виды отчислений в бюджет области, оказывающий непосредственное влияние на социально-общественную сферу региона.
ОБЯЗАТЕЛЬСТВА ЗАКАЗЧИКА (ИНИЦИАТОРА ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ) ПО СОЗДАНИЮ БЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЙ ЖИЗНИ НАСЕЛЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА, ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА И ЕГО ЛИКВИДАЦИИ	В ходе осуществления планируемых работ компания обязуется выполнять и соблюдать нормы и стандарты в области производственной гигиены, охраны труда и охраны окружающей среды, руководствоваться требованиями законодательства в области охраны окружающей среды, действующими в Республики Казахстан в настоящее время.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ДОКУМЕНТОВ

1. Экологический кодекс РК №212-III ЗРК от 09.01.07 (с последними изменениями и дополнениями).
2. Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 360-VI ЗРК от 07.07.2020 года.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V (с последними изменениями и дополнениями).
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003 (с последними изменениями и дополнениями).
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II (с последними изменениями и дополнениями).
7. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г. (с изменениями и дополнениями на 29.06.2018 г.)
8. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
9. «Инструкция по проведению оценки воздействия на окружающую среду» утвержденная приказом Министра ООС РК от 28 июня 2007 года № 204-п (с изменениями в приказе от 17.06.2016 года №253);
10. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
11. Типовой перечень мероприятий по охране окружающей среды. Приказ МООС РК от 24.04.07 г. № 119-п;
12. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года.
13. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников. АО «КазТрансОйл». Астана 2005 год.
14. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
15. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005 г. РНД 211.2.02.04-2004.

16. «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).
17. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
18. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 28.02.2015 года №168.
19. «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 174;
20. «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» №237 от 20.03.2015 года.
21. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
22. «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.
23. СНИП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
24. СП РК 4.01-101-2012 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений».
25. РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».
26. «Классификатор отходов», утвержден приказом Министра ООС РК от 31.05.2007 года № 169-п.
27. СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года).
28. СНИП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».

29. «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности» (утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-97 от 26.06.2019 г.).
30. Гигиенические нормативы «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» № 155 от 27.02.2015 года
31. ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности».
32. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».
33. «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» №236 от 20.03.2015 г.
34. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №169 от 28.02.2015 г.
35. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
36. ГОСТ 17.4.3.06-86. Охрана природы. Почвы. Общие требования к классификации почв по влиянию на них химических загрязняющих веществ.
37. «Гигиенические нормативы к безопасности окружающей среды (почве)», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 25.06.2015 № 452.
38. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
39. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
40. Статистические данные по Кызылординской области.
41. Программа производственного экологического контроля ТОО СП «КуатАмлонМунай».
42. Отчет по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Коныс, Бектас, трубопроводе Коныс-Кумколь, ПСН и ЖДНПН терминал ТОО СП «КуатАмлонМунай» за I квартал 2020 года
43. Отчет по результатам производственного экологического контроля на месторождениях Коныс, Бектас, трубопроводе Коныс-Кумколь, ПСН ТОО СП «КуатАмлонМунай» за II квартал 2020 года.

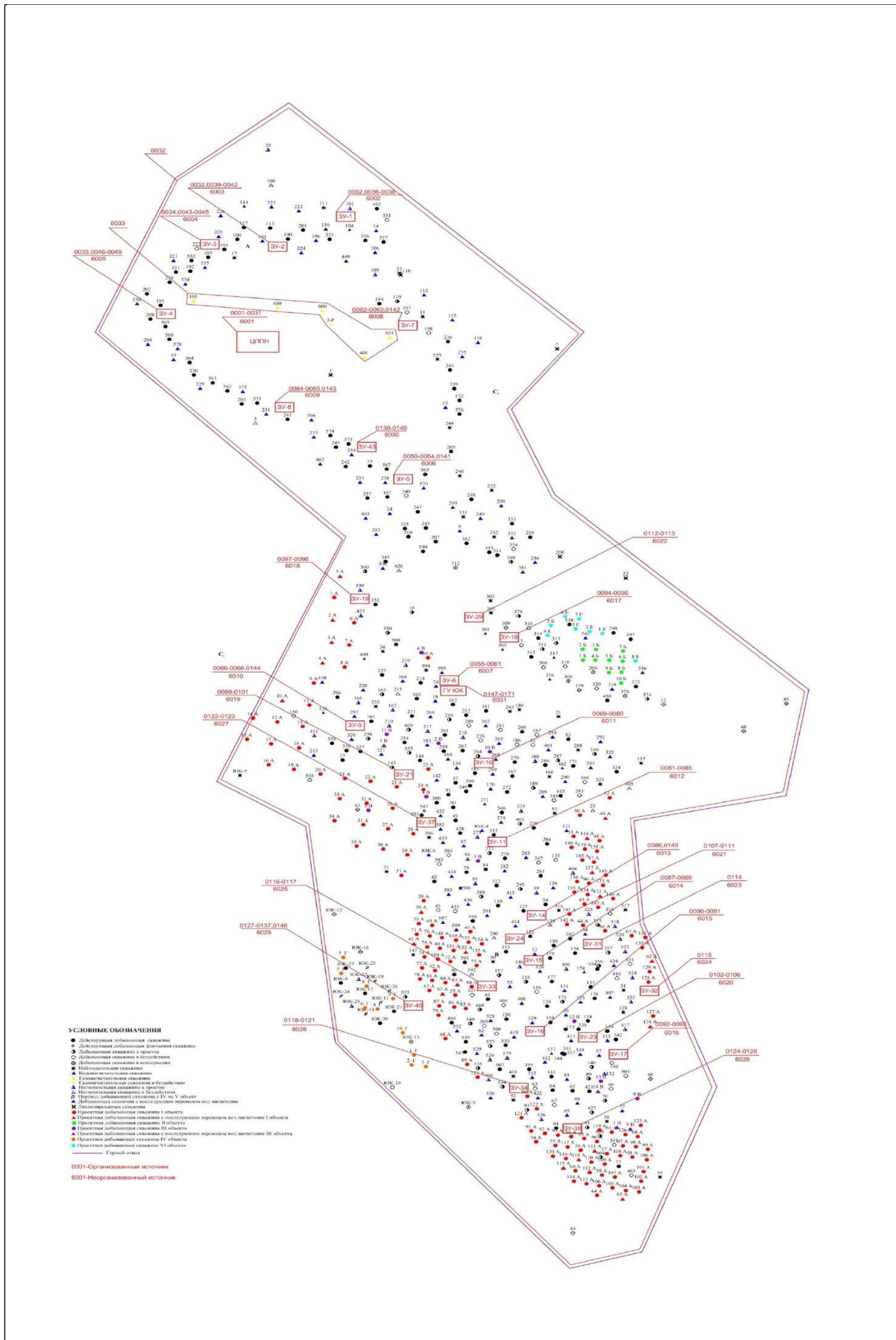
44. Проект нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух ТОО СП «КуатАмлонМунай» на 2020 год.
45. Проект нормативов предельно допустимых сбросов (ПДС) загрязняющих веществ в сточных водах ТОО СП «КуатАмлонМунай» на 2017-2021 годы.
46. «Проект нормативов размещения отходов производства и потребления ТОО СП «КуатАмлонМунай» на 2018 - 2022 годы».

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение 1 – Карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.
2. Приложение 2 – Предварительные расчеты выбросов ЗВ в атмосферу.
3. Приложение 3 – Характеристика источников загрязнения атмосферы.
4. Приложение 4 - Расчеты рассеивания в виде карт-схем изолиний.
5. Приложение 5 – Государственная лицензия АО «НИПИнефтегаз».
6. Приложение 6 – Программа управления отходами.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1





Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на месторождении Коньсы по 3-му рекомендуемому варианту разработки

ПРИЛОЖЕНИЕ 2



Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Источник №0001-0002-Печь подогрева (Китай)

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,20	Оксид углерода и метан: $P_{CO} = 1.5 \cdot V \cdot 10^{-3};$ $P_{CH_4} = 1.5 \cdot V \cdot 10^{-3};$ Диоксид азота: $P_{NOx} = Vr \cdot C_{NOx}$																				
Диаметр трубы	d	м	0,3																					
Высота трубы	H	м	7																					
Расход газа	Q	м ³ /год	768600																					
Расход газа на печь	V	кг/час	85,283																					
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972																					
Содержание серы		%	0																					
Число горелок		шт.	1																					
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0																					
Время работы		час/год	8760																					
Расчет выбросов оксида углерода и метана:				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;"></th> <th style="width: 15%;">кг/час</th> <th style="width: 15%;">г/с</th> <th style="width: 15%;">т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>0,1279</td> <td>0,0355</td> <td>1,1206</td> </tr> </tbody> </table>		кг/час	г/с	т/год		0,1279	0,0355	1,1206												
	кг/час	г/с	т/год																					
	0,1279	0,0355	1,1206																					
Расчет выбросов оксидов азота:				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;"></th> <th style="width: 15%;">кг/час</th> <th style="width: 15%;">г/с</th> <th style="width: 15%;">т/год</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>1,2529</td> <td>0,3480</td> <td>10,9753</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <th style="width: 15%;">г/с</th> <th style="width: 15%;">т/год</th> </tr> <tr> <td>Диоксид азота (NO₂)</td> <td></td> <td>0,2784</td> <td>8,7802</td> </tr> <tr> <td>Оксид азота (NO)</td> <td></td> <td>0,0452</td> <td>1,4268</td> </tr> </tbody> </table>		кг/час	г/с	т/год		1,2529	0,3480	10,9753			г/с	т/год	Диоксид азота (NO ₂)		0,2784	8,7802	Оксид азота (NO)		0,0452	1,4268
	кг/час	г/с	т/год																					
	1,2529	0,3480	10,9753																					
		г/с	т/год																					
Диоксид азота (NO ₂)		0,2784	8,7802																					
Оксид азота (NO)		0,0452	1,4268																					
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час				838																				
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr = 7.84 \cdot \alpha \cdot V \cdot \mathcal{E}$				<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;"></th> <th style="width: 15%;">м³/час</th> <th style="width: 15%;">м³/сек</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>1404,1</td> <td>0,3900</td> </tr> </tbody> </table>		м ³ /час	м ³ /сек		1404,1	0,3900														
	м ³ /час	м ³ /сек																						
	1404,1	0,3900																						
α - коэф. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)				1,4																				
\mathcal{E} - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)				1,5																				
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ $C_{NOx} = 1.073(180+60b) \cdot Qф / Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr / Vr \cdot 10^{-6}$				0,00089																				
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час $Qф = 29.4 \cdot \mathcal{E} \cdot V / n$				3761,0																				
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr	0,87																			
				Qф/Qp	4,4880																			
Средняя скорость газовой смеси, м/с $w = (4 \cdot Vr) / (3.14 \cdot d^2)$				5,5206																				

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МОС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 2 ед.



Источник №0003-0004-Печь подогрева (Китай)

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,20	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5*B*10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5*B*10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr*C_{NOx}$	
Диаметр трубы	d	м	0,3		
Высота трубы	H	м	7		
Расход газа	Q	м ³ /год	506100		
Расход газа на печь	B	кг/час	56,156		
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972		
Содержание серы		%	0		
Число горелок		шт.	1		
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0		
Время работы		час/год	8760		
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год
			0,0842	0,0234	0,7379
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год
			0,5432	0,1509	4,7587
Диоксид азота (NO ₂)				0,1207	3,8069
Оксид азота (NO)				0,0196	0,6186
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					838
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: Vr=7.84*α*B*Э			м ³ /час	м ³ /сек	
			924,6	0,2568	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)					1,4
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)					1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶					0,00059
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*В/n					2476,5
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа			Vcr/Vr		0,87
			Qф/Qp		2,9552
Средняя скорость газозоудушной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)					3,6351

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 2 ед.



Источник №0005-0006-Печь подогрева УН-02

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,20	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Диаметр трубы	d	м	0,3			
Высота трубы	H	м	7			
Расход газа	Q	м ³ /год	16560			
Расход газа на печь	B	кг/час	1,837			
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972			
Содержание серы		%	0			
Число горелок		шт.	1			
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0			
Время работы		час/год	8760			
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год	
			0,0028	0,0008	0,0241	
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год	
			0,0006	0,0002	0,0051	
Диоксид азота (NO ₂)				г/с	т/год	
Оксид азота (NO)				0,0001	0,0041	
				0,00002	0,0007	
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					838	
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: $Vr=7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \mathcal{E}$					м ³ /час	м ³ /сек
					30,3	0,0084
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)					1,4	
\mathcal{E} - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)					1,5	
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ $C_{NOx}=1.073(180+60b) \cdot Qф/Qp \cdot \alpha^{0.5} \cdot Vcr/Vr \cdot 10^{-6}$					0,00002	
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час $Qф=29.4 \cdot \mathcal{E} \cdot B/n$					81,0	
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа					Vcr/Vr	0,87
					Qф/Qp	0,0967
Средняя скорость газозвушной смеси, м/с $w=(4 \cdot Vr)/(3.14 \cdot d^2)$					0,1189	

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 2 ед.



Источник №0007-Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$	
Диаметр трубы	d	м	0,3		
Высота трубы	H	м	7		
Расход газа	Q	м ³ /год	225900		
Расход газа на печь	B	кг/час	25,066		
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972		
Содержание серы		%	0		
Число горелок		шт.	1		
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0		
Время работы		час/год	8760		
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год
			0,0376	0,0104	0,3294
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год
			0,0344	0,0095	0,3010
Диоксид азота (NO ₂)				г/с	т/год
				0,0076	0,2408
Оксид азота (NO)				0,0012	0,0391
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					2639,7
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*В*Э			м ³ /час	м ³ /сек	
			412,7	0,1146	
α - коэффиц. избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)					1,4
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)					1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶					0,00008
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*В/n					1105,4
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа			Vcr/Vr		0,87
			Qф/Qp		0,4188
Средняя скорость газозвушной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)					1,6226

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 1 ед.



Источник №0008-0009-Печь подогрева ПП-0,63

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$	
Диаметр трубы	d	м	0,3		
Высота трубы	H	м	7		
Расход газа	Q	м ³ /год	216900		
Расход газа на печь	B	кг/час	24,067		
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972		
Содержание серы		%	0		
Число горелок		шт.	1		
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0		
Время работы		час/год	8760		
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год
			0,0361	0,0100	0,3162
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год
			0,0317	0,0088	0,2775
Диоксид азота (NO ₂)				г/с	т/год
Оксид азота (NO)				0,0070	0,2220
				0,0011	0,0361
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					2639,7
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*B*Э			м ³ /час	м ³ /сек	
			396,2	0,1101	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)					1,4
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)					1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶					0,00008
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час Qф=29.4*Э*B/n					1061,4
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа			Vcr/Vr		0,87
			Qф/Qp		0,4021
Средняя скорость газозоудшной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)					1,5579

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 2 ед.



Источник №0010-0011-Газокомпрессорная станция Waukesha

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс.м ³ /год тыс.м ³ /ч кг/с	641,7 0,073 0,0203		
1.2.	Удельный вес газа	ρ	кг/м ³	0,972		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
	Высота трубы		м	6,0		
	Диаметр трубы		м	0,4		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Оксид углерода и метан: P _{CO+CH} = J * b J - удельные выбросы φ - потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме, %		г/кг г/кг	aCO * aCH *	φK _{CO} φK _{CH}	0,06
	aCO	22,8	кг/с			
	aCH	5,01	кг/с			
	φK _{CO}	0,6				
	φK _{CH}	1,2				
	J _{CO}		г/кг	22,8 *	0,06	0,6
	J _{CH}		г/кг	5,01 *	0,06	1,2
	Оксид углерода	P_{CO}	г/с т/год	4,2153 * 4,2153 *	0,0203 / 642	0,0858 2,7049
	Метан	P_{CH}	г/с т/год	0,1712 * 0,1712 *	0,0203 / 642	0,0035 0,1099
	Оксид и диоксид азота: Теоретический объем дымовых газов V ₀ -Теоретический объем воздуха V _{H2O} - теоретический объем водяных паров A - коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2) VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м ³ /кг м ³ /кг м ³ /кг			36,36 0,175 2,056
	C _{NOx} - концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м ³			2
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч	0,07 /	0,1	34,5
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива					35
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					0,07
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м ³	35 /	1,15	0,9556
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с т/год	30,43 * 30,43 *	34,5 * 34,5 *	0,073 * 642 * 10 ⁻⁶
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P _{NO} P _{NO} P _{NO2} P _{NO2}	г/с т/год г/с т/год	0,021 * 0,7 * 0,021 * 0,7 *	0,13 0,13 0,8 0,8	0,0028 0,0875 0,0171 0,5387

Расчет выполнен на 1 Компрессорную станцию
Всего - 2 ед.



Источник №0012-0013-Газокомпрессорная станция Waukesha

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Единица измерен.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	<u>Исходные данные:</u>					
1.1.	Расход газа всего	Qгод	тыс. м ³ /год тыс. м ³ /ч кг/с	634,7 0,072 0,0201		
1.2.	Удельный вес газа	ρ	кг/м ³	0,972		
1.3.	Время работы	t	час/год	8760		
	Высота трубы		м	6,0		
	Диаметр трубы		м	0,4		
2.	<u>Расчет:</u>					
2.1.	Оксид углерода и метан: P _{CO+CH} = J * b J - удельные выбросы φ - потери теплоты от неполноты сгорания топлива при номинальном режиме, %		г/кг г/кг	aCO * φ _{КСО} aCH * φ _{КСН}		0,06
	aCO	22,8	кг/с			
	aCH	5,01	кг/с			
	φ _{КСО}	0,6				
	φ _{КСН}	1,2				
	J _{СО}		г/кг	22,8 *	0,06	0,6
	J _{СН}		г/кг	5,01 *	0,06	1,2
	Оксид углерода	Р_{СО}	г/с т/год	4,2153 * 4,2153 *	0,0201 635 /	0,0848 2,6755
	Метан	Р_{СН}	г/с т/год	0,1712 * 0,1712 *	0,0201 635 /	0,0034 0,1087
	Оксид и диоксид азота: Теоретический объем дымовых газов V ₀ -Теоретический объем воздуха V _{NH2O} - теоретический объем водяных паров A - коэффициент избытка воздуха в отработанных газах за турбиной (табл.2) VCR - Объем сухих дымовых газов за турбиной		м ³ /кг м ³ /кг м ³ /кг			36,36 0,175 2,056
	C _{NOx} - концентрация оксидов азота в пересчете на диоксид		г/м ³			2
	Расход влаги при подаче в зону горения	G	т/ч	0,07 /	0,1	34,5
	Отношение коли-ва вводимой влаги к расходу топлива					35
	Коэффициент учитывающий влияние расхода влаги					0,07
	Концентрация оксидов азота при подаче влаги в зону горения		г/м ³	35 /	1,15	0,9661
	Общий выброс оксида и диоксида азота:		г/с т/год	30,43 * 30,43 *	34,5 * 635 * 10 ⁻⁶	0,021 0,7
	Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	P _{NO} P _{NO} P _{NO2} P _{NO2}	г/с т/год г/с т/год	0,021 * 0,7 * 0,021 * 0,7 *	0,13 0,13 0,8 0,8	0,0027 0,0866 0,0169 0,5328

Расчет выполнен на 1 Компрессорную станцию
Всего - 2 ед.



Источник №0014-0015 - Емкость для нефти РВС-3000 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_c^{cp} * K_{OB} * B / (10^7 * \rho_{ж})$
Объем одного резервуара	V	3000	м ³	
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	44400	т/год	Максимально-разовый выброс: $Mг/с = 0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max} / 10^4$
Высота	h	3	м	
Диаметр	d	0,2	м	
Время работы	t	8760	час/год	
Расчетные показатели:				
Давление насыщенных паров	P	305	мм.рт.ст	
Молекулярная масса паров нефти	m	57,6		
Опытные коэффициенты (приложение 7)	K_t^{max}	1,04		
	K_t^{min}	0,69		
Опытные коэффициенты (приложение 9)	K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)	K_p^{cp}	0,1		
	K_p^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)	K_{OB}	2,5		
	n	18,0		
Плотность нефти	$\rho_{ж}$	0,8200	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки	$V_{ч}^{max}$	60,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,7869	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	12,0955	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,2948	8,7644
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4789	3,2416
0602. Бензол	0,35	0,00625	0,0423
0621. Метилбензол	0,22	0,00393	0,0266
0616. Диметилбензол	0,11	0,00197	0,0133
0333. Сероводород	0,06	0,00107	0,0073

Объем выбросов всего	м ³ /с	0,0167
$V = V_{ч}^{max} / 3600$		

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$	м/с	8,49
--	-----	-------------

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.



Источник №0016 - Емкость для нефти РВС-1000 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_c^{cp} * K_{OB} * B / (10^7 * \rho_{ж})$		
Объем одного резервуара	V	1000	м ³			
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	44400	т/год	Максимально-разовый выброс: $Mг/c = 0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max} / 10^4$		
Высота	h	3	м			
Диаметр	d	0,2	м			
Время работы	t	8760	час/год			
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров				P	305	мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				m	57,6	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,04	
				K_t^{min}	0,69	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,1	
				K_p^{max}	0,1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2	
				n	54,1	
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8200	т/м ³
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	60,0	м ³ /час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,7869	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	9,6764	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,2948	7,0115
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4789	2,5933
0602. Бензол	0,35	0,00625	0,0339
0621. Метилбензол	0,22	0,00393	0,0213
0616. Диметилбензол	0,11	0,00197	0,0106
0333. Сероводород	0,06	0,00107	0,0058

Объем выбросов всего		0,0167
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$	м/с	8,49
--	------------	-------------

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 1 ед.



Источник №0017-0018 - Емкость для нефти РВС-5000 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): $G_{т/год} = 0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_c^{cp} * K_{OB} * B / (10^7 * \rho_{ж})$		
Объем одного резервуара	V	5000	м ³			
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	155800	т/год	Максимально-разовый выброс: $Mг/с = 0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max} / 10^4$		
Высота	h	3	м			
Диаметр	d	0,2	м			
Время работы	t	8760	час/год			
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров				P	305	мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти				m	57,6	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,04	
				K_t^{min}	0,69	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,1	
				K_p^{max}	0,1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2,25	
				n	38,0	
Плотность нефти				$\rho_{ж}$	0,8200	т/м ³
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				$V_{ч}^{max}$	80,0	м ³ /час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	2,3825	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	38,1990	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,7264	27,6790
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,6385	10,2373
0602. Бензол	0,35	0,00834	0,1337
0621. Метилбензол	0,22	0,00524	0,0840
0616. Диметилбензол	0,11	0,00262	0,0420
0333. Сероводород	0,06	0,00143	0,0229

Объем выбросов всего	0,0222
$V = V_{ч}^{max} / 3600$	

Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * V) / (3.14 * d^2)$	м/с	11,32
--	------------	--------------

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.



РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник: № 0019

Наименование: Дежурная горелка. Коньс

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан (СН4)	86.284	71.5951165	16.043	0.7162
Этан (С2Н6)	5.892	9.16354914	30.07	1.3424
Пропан (С3Н8)	3.599	8.20839861	44.097	1.9686
Бутан (С4Н10)	1.789	5.37815583	58.124	2.5948
Пентан (С5Н12)	0.932	3.47796985	72.151	3.2210268
Азот (N2)	1.441	2.08803443	28.016	1.2507
Диоксид углерода (СО2)	0.039	0.08877555	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): 19.33447808

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: 0.972

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2720269$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2720269 * (30 + 273) / 19.33447808)^{0.5} = 408.5303533$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход V , м³/с: 0.006685

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * V / (pi * d^2) = 4 * 0.006685 / (3.141592654 * 0.084^2) = 1.206293418$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * V * R_o = 1000 * 0.006685 * 0.972 = 6.49782$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.002952763 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984

Массовое содержание углерода $[C]_M$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.3344781) = 74.92521877$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: 0.024;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с:

(1)

$$M_i = UV_i * G$$

где UV_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;



0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.1300
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0156
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0025
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0032
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0130

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 6.4978200 * (3.67 * 0.9984000 * 74.9252188 + 0.0887756) - 0.1299564 - 0.0032489 - 0.0129956 = 17.69839613$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{НГ}$, ккал/м³ (прил.3, (1)):

$$Q_{НГ} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 86.284 + 152 * 5.892 + 218 * 3.599 + 283 * 1.789 + 349 * 0.932 + 56 * 0 = 9889.003$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.33447808)^{0.5} = 0.211060744$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O)}{\sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O)} = 0.028356547$$

где A_O - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):

$$V_O = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_O + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - [O_2]_O) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_O) - 0.028356547) = 10.95947843$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{ПС}$, м³/м³ (12):

$$V_{ПС} = 1 + V_O = 1 + 10.95947843 = 11.95947843$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{ПС}$, ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения $T_{Г}$, град.С (10):



$$T_{Г} = T_{О} + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9889.003 * (1-0.211060744) * 0.9984) / (11.95947843 * 0.4) = 1658.27748$$

где $T_{О}$ - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_{О} < 1800$, $C_{ПС} = 0.39$

Температура горения $T_{Г}$, град.С (10):

$$T_{Г} = T_{О} + (Q_{НГ} * (1-E) * n) / (V_{ПС} * C_{ПС}) = 30 + (9889.003 * (1-0.211060744) * 0.9984) / (11.95947843 * 0.39) = 1700.028184$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{ПС} * (273 + T_{Г}) / 273 = 0.006685 * 11.95947843 * (273 + 1700.028184) / 273 = 0.577808988$$

Длина факела $L_{ФН}$, м:

$$L_{ФН} = 15 * d = 15 * 0.084 = 1.26$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{ФН} + h_{В} = 1.26 + 20 = 21.26$$

где $h_{В}$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ($W_{О}$)

Диаметр факела $D_{Ф}$, м (29):

$$D_{Ф} = 0.14 * L_{ФН} + 0.49 * d = 0.14 * 1.26 + 0.49 * 0.084 = 0.21756$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси ($W_{О}$), (м/с):

$$W_{О} = 1.27 * V_1 / D_{Ф}^2 = 1.27 * 0.577808988 / 0.21756^2 = 15.50350573$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле P_i , т/год (30):

$$P_i = 0.0036 * t * M_i$$

где t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.1300	4.0983
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0156	0.4918
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025	0.0799
0410	Метан (727*)	0.0032	0.1025
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0130	0.4098

Источник №0020-0031 - Газопоршневая установка ГПУ

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет			Результат
1	2	3	4	5	6			7
1.	Исходные данные:							
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	250				
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	272,09				
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	595,88				
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15				
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,972				
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	2,5				
1.7	Время работы	T	ч	8760				
2.	Расчет:							
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{саж.} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	4,96 4,8 2,9 0,03333 0,008 0,0000006				
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{саж.} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 4,96 * 250 (1/ 3600) * 4,8 * 250 * 0,8 (1/ 3600) * 4,8 * 250 * 0,13 (1/ 3600) * 2,9 * 250 (1/ 3600) * 0,03333 * 250 (1/ 3600) * 0,008 * 250 (1/ 3600) * 0,0000006 * 250			0,3444 0,2667 0,0433 0,2014 0,0023 0,0006 0,0000004
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	20,8 20,0 12 0,13333 0,03333 0,00000275				
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 20,8 * 595,9 (1/ 1000) * 20,0 * 595,9 * 0,8 (1/ 1000) * 20 * 595,9 * 0,13 (1/ 1000) * 12 * 595,9 (1/ 1000) * 0,13333 * 595,9 (1/ 1000) * 0,03333 * 595,9 (1/ 1000) * 0,000003 * 595,9			12,3944 9,5342 1,5493 7,1506 0,0795 0,0199 0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с		0,5932 / 0,3591			1,6520
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72* 1E-06 * 272,1 * 250			0,5932
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γ _{ог} {γ _{ог} (при t=0°C)}	кг/м ³ кг/м ³		1,31 / (1+ 723 / 273)			0,3591 1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К					723
2.6	Средняя скорость газовой смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с		(4 * 1,6520) / (3,14 * 0,02)			93,5293

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
Расчет выполнен на 1 установку. Всего 12 ед.

**Источник №0032-0035-Устьевой нагреватель Napover.
(на ЗУ-1-1 ед., ЗУ-2-1 ед., ЗУ-3-1 ед., ЗУ-4-1 ед.)**

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$	
Диаметр трубы	d	м	0,35		
Высота трубы	H	м	6		
Расход газа	Q	м ³ /год	87840		
Расход газа на печь	B	кг/час	9,747		
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972		
Содержание серы		%	0		
Число горелок		шт.	1		
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0		
Время работы		час/год	8760		
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год
			0,0146	0,0041	0,1281
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год
			0,0052	0,0014	0,0455
Диоксид азота (NO ₂)				г/с	т/год
				0,0012	0,0364
Оксид азота (NO)				0,0002	0,0059
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					2639,7
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*B*Э			м ³ /час	м ³ /сек	
			160,5	0,0446	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)					1,4
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)					1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶					0,00003
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*В/n					429,8
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа			Vcr/Vr		0,87
			Qф/Qp		0,1628
Средняя скорость газозоудшной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)					0,4635

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 4 ед.



Источник №0036-0140-Устьевой нагреватель ППТМ-0,2Г

(на ЗУ-1-3 ед., ЗУ-2-4 ед., ЗУ-3-3 ед., ЗУ-4-4 ед., ЗУ-5-5 ед., ЗУ-6-7 ед., ЗУ-7-2 ед., ЗУ-8-2 ед., ЗУ-9-3 ед., ЗУ-10-12 ед., ЗУ-11-5 ед., ЗУ-14-1 ед., ЗУ-15-3 ед., ЗУ-16-2 ед., ЗУ-17-2 ед., ЗУ-18-3 ед., ЗУ-19-2 ед., ЗУ-21-3 ед., ЗУ-23-5 ед., ЗУ-24-5 ед., ЗУ-29-2 ед., ЗУ-31-1 ед., ЗУ-32-1 ед., ЗУ-33-2 ед., ЗУ-34-4 ед., ЗУ-37-2 ед., ЗУ-38-3 ед., ЗУ-40-11 ед., ЗУ-43-3 ед.)

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,10	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot V \cdot 10^{-3}$; $P_{CН4}=1.5 \cdot V \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$		
Диаметр трубы	d	м	0,1			
Высота трубы	H	м	6			
Расход газа	Q	м ³ /год	57190,23			
Расход газа на печь	B	кг/час	6,346			
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972			
Содержание серы		%	0			
Число горелок		шт.	1			
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0			
Время работы		час/год	8760			
Расчет выбросов оксида углерода и метана:				кг/час	г/с	т/год
				0,0095	0,0026	0,0834
Расчет выбросов оксидов азота:				кг/час	г/с	т/год
				0,0139	0,0039	0,1215
					г/с	т/год
Диоксид азота (NO ₂)					0,0031	0,0972
Оксид азота (NO)					0,0005	0,0158
Qp - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час				419		
Vr- объем продуктов сгорания, определяется по формуле: Vr=7.84*α*В*Э				м ³ /час	м ³ /сек	
				104,5	0,0290	
α - коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)				1,4		
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)				1,5		
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶				0,00013		
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*В/n				279,8		
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа				Vcr/Vr	0,87	
				Qф/Qp	0,6679	
Средняя скорость газозооудшной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)				3,6970		

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 105 ед.



Источник №0141-0146-Устьеовой нагреватель ПП-0,63.

(на ЗУ-5-1 ед., ЗУ-7-1 ед., ЗУ-8-1 ед., ЗУ-9-1 ед., ЗУ-14-1 ед., ЗУ-40-1 ед.)

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$	
Диаметр трубы	d	м	0,35		
Высота трубы	H	м	6		
Расход газа	Q	м ³ /год	351360		
Расход газа на печь	B	кг/час	38,987		
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972		
Содержание серы		%	0		
Число горелок		шт.	1		
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0		
Время работы		час/год	8760		
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год
			0,0585	0,0162	0,5123
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год
			0,0831	0,0231	0,7281
Диоксид азота (NO ₂)				г/с	т/год
Оксид азота (NO)				0,0185	0,5825
				0,0030	0,0947
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час			2639,7		
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*В*Э			м ³ /час	м ³ /сек	
			641,9	0,1783	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)			1,4		
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)			1,5		
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶			0,00013		
Фактическая производительность одной форсунки, Мдж/час Qф=29.4*Э*В/n			1719,3		
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа			Vcr/Vr	0,87	
			Qф/Qp	0,6513	
Средняя скорость газозоудшной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)			1,8541		

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 6 ед.



Источник №0147-0149-Печь подогрева ПП-0,63.

(на ГУ Южный Коньс-3 ед.,)

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Тепловая мощность печи		Гкал/час	0,63	Оксид углерода и метан: $P_{CO}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; $P_{CH_4}=1.5 \cdot B \cdot 10^{-3}$; Диоксид азота: $P_{NOx}=Vr \cdot C_{NOx}$	
Диаметр трубы	d	м	0,35		
Высота трубы	H	м	6		
Расход газа	Q	м ³ /год	351360		
Расход газа на печь	B	кг/час	38,987		
Удельный вес газа		кг/м ³	0,972		
Содержание серы		%	0		
Число горелок		шт.	1		
Массовая доля жидкого топлива	b	шт.	0		
Время работы		час/год	8760		
Расчет выбросов оксида углерода и метана:			кг/час	г/с	т/год
			0,0585	0,0162	0,5123
Расчет выбросов оксидов азота:			кг/час	г/с	т/год
			0,0831	0,0231	0,7281
Диоксид азота (NO ₂)				г/с	т/год
Оксид азота (NO)				0,0185	0,5825
				0,0030	0,0947
Q _p - расчетная теплопроизводительность печи, Мдж/час					2639,7
V _r - объем продуктов сгорания, определяется по формуле: V_r=7.84*α*B*Э			м ³ /час	м ³ /сек	
			641,9	0,1783	
α - коэффиц.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7)					1,4
Э - энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)					1,5
Концентрация оксидов азота в пересчете на NO ₂ , кг/м ³ C_{NOx}=1.073(180+60b)*Qф/Qp*α^{0.5}* Vcr/Vr*10⁻⁶					0,00013
Фактическая производительность одной форсунки, МДж/час Qф=29.4*Э*B/n					1719,3
Объем сухих продуктов сгорания для природного газа			Vcr/Vr		0,87
			Qф/Qp		0,6513
Средняя скорость газозоудушной смеси, м/с w=(4*Vr)/(3.14*d²)					1,8541

Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27.10.2006 г

Расчет выполнен на 1 печь. Всего 3 ед.



Источник №0150-0151 - Емкость для нефти РВС-2000 м3

Исходные данные:

Расчетные формулы:

Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2): Gт/год=0,294*P₃₈*m*(Kt^{max}*K_B+Kt^{min})*K_c^{cp}*K_{OB}*B/(10⁷*p_ж)			
Объем одного резервуара	V	2000	м ³				
Количество нефти закачиваемой в течении года	B	75000	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0,163*P₃₈*m*K_t^{max}*K_p^{max}*K_B*V_ч^{max}/10⁴			
Высота	h	3	м				
Диаметр	d	0,2	м				
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров					P	305	мм.рт.ст
Молекулярная масса паров нефти					m	57,6	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				K_t^{max}	1,04		
				K_t^{min}	0,69		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				K_B	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				K_p^{cp}	0,1		
				K_p^{max}	0,1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				K_{OB}	2		
				n	45,7		
Плотность нефти				p_ж	0,8200	т/м ³	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				V_ч^{max}	60,0	м ³ /час	

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	1,7869	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	16,3453	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
0415. Углеводороды C ₁ -C ₅	72,46	1,2948	11,8438
0416. Углеводороды C ₆ -C ₁₀	26,8	0,4789	4,3805
0602. Бензол	0,35	0,00625	0,0572
0621. Метилбензол	0,22	0,00393	0,0360
0616. Диметилбензол	0,11	0,00197	0,0180
0333. Сероводород	0,06	0,00107	0,0098

Объем выбросов всего		0,0167
V=V_ч^{max}/3600	м ³ /с	

Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4*V)/(3.14*d²)	м/с	8,49
---	------------	-------------

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.

Расчет выполнен на 1 резервуар. всего - 2 ед.



Источник №0152-0171 - Газопоршневая установка ГПУ на ГУ ЮК

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет			Результат
1	2	3	4	5	6			7
1.	Исходные данные:							
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	250				
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	272,09				
1.3	Расход газа за год	Gт	т/год	595,88				
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,15				
1.5	Удельный вес газа	p	кг/м ³	0,972				
1.6	Высота выхлопной трубы	H	м	2,5				
1.7	Время работы	T	ч	8760				
2.	Расчет:							
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	4,96				
		e _{NOx}	г/кВт*ч	4,8				
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9				
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,03333				
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,008				
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,0000006				
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с					
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600) * 4,96	* 250		0,3444
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600) * 4,8	* 250	*0,8	0,2667
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600) * 4,8	* 250	*0,13	0,0433
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600) * 2,9	* 250		0,2014
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600) * 0,03333	* 250		0,0023
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600) * 0,008	* 250		0,0006
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600) * 0,0000006	* 250		0,0000004
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	20,8				
		g _{NOx}	г/кг	20,0				
		g _{CH}	г/кг	12				
		g _{саж.}	г/кг	0,13333				
		g _{CH2O}	г/кг	0,03333				
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,00000275				
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$		т/год					
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000) * 20,8	* 595,9		12,3944
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000) * 20,0	* 595,9	*0,8	9,5342
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000) * 20	* 595,9	*0,13	1,5493
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000) * 12	* 595,9		7,1506
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000) * 0,13333	* 595,9		0,0795
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000) * 0,03333	* 595,9		0,0199
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000) * 0,000003	* 595,9		0,000002
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с		0,5932	/	0,3591	1,6520
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72* 1E-06	* 272,1	* 250	0,5932
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273)	γ _{ог}	кг/м ³		1,31	/(1+ 723	/ 273)	0,3591
	уд.вес отработавших газов при темп-ре 0°C	{γ _{ог} (при t=0°C)}	кг/м ³					1,31
	температура отработавших газов	T _{ог}	К					723
2.6	Средняя скорость газовой смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с		(4* 1,6520)	/	(3,14 * 0,02)	93,5293

РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных дизельных установок"
Расчет выполнен на 1 установку. Всего 20 ед.

Источник №6001 - Площадка ЦППН. ЗРА и ФС

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	304	483	мг/с	403,22210
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	0,4032
					т/год	12,7160

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6002-6030 - Площадка ЗУ. ЗРА и ФС

ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4, ЗУ-5, ЗУ-6, ЗУ-7, ЗУ-8, ЗУ-9, ЗУ-10, ЗУ-11, ЗУ-14, ЗУ-15, ЗУ-16, ЗУ-17, ЗУ-18, ЗУ-19, ЗУ-21, ЗУ-23, ЗУ-24, ЗУ-29, ЗУ-31, ЗУ-32, ЗУ-33, ЗУ-34, ЗУ-37, ЗУ-38, ЗУ-40, ЗУ-43.

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	36	68	мг/с	47,80940
Идентификация выбросов от 1 площадки ЗУ						
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	0,0478
					т/год	1,5077
Идентификация выбросов от 29 площадок ЗУ						
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	1,3865
					т/год	43,7238

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6031 - Площадка ГУ ЮК. ЗРА и ФС

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	100	125	мг/с	132,4525
Идентификация выбросов от 1 площадки ГУ ЮК						
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	0,1325
					т/год	4,1770

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6032 - Площадка добывающей скважины. ЗРА и ФС

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	3,61	0,11	4	7	мг/с	5,30910
Идентификация выбросов от 1 скважины						
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	0,0053
					т/год	0,1674
Идентификация выбросов от 431 скважин						
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	2,2882
					т/год	72,1614

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

Источник №6033 - Площадка газонагнетательной скважины. ЗРА и ФС

Расчет выполнен по формуле : $Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$						
Технологические потоки	Расчетная величина утечки, мг/с		Кол-во источников выбросов:		Выбросы:	
	ЗРА	Фланцев	ЗРА	Фланцев		
	5,83	0,2	4	7	мг/с	6,87476
Идентификация выбросов от 1 скважины						
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	0,0069
					т/год	0,2168
Идентификация выбросов от 6 скважин						
0415. Углеводороды C1-C5					г/с	0,0412
					т/год	1,3008

РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. 2001 г;

ПРИЛОЖЕНИЕ 3



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. /площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева (Китай)	1	8760	Дымовая труба	0001	7	0.3	5.52	0.39	240	-7064	19063							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2784	1341.403	8.7802	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0452	217.785	1.4268	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0355	171.048	1.1206	
001		Печь подогрева (Китай)	1	8760	Дымовая труба	0002	7	0.3	5.52	0.39	240	-6994	19063							0410	Метан (727*)	0.0355	171.048	1.1206	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2784	1341.403	8.7802	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0452	217.785	1.4268	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0355	171.048	1.1206	
001		Печь подогрева (Китай)	1	8760	Дымовая труба	0003	7	0.3	3.64	0.2568	240	-6925	19059							0410	Метан (727*)	0.0355	171.048	1.1206	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1207	883.216	3.8069	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0196	143.422	0.6186	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0234	171.228	0.7379	
001		Печь подогрева (Китай)	1	8760	Дымовая труба	0004	7	0.3	3.64	0.2568	240	-6859	19059							0410	Метан (727*)	0.0234	171.228	0.7379	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1207	883.216	3.8069	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0196	143.422	0.6186	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0234	171.228	0.7379	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Дымовая труба	0005	7	0.3	0.12	0.0084	240	-6793	19059							0410	Метан (727*)	0.0234	171.228	0.7379	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0001	22.370	0.0041	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00002	4.474	0.0007	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0008	178.964	0.0241	
001		Печь подогрева УН-0,2	1	8760	Дымовая труба	0006	7	0.3	0.12	0.0084	240	-6734	19059							0410	Метан (727*)	0.0008	178.964	0.0241	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0001	22.370	0.0041	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00002	4.474	0.0007	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0008	178.964	0.0241	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0007	7	0.3	1.62	0.1146	240	-6664	19063							0410	Метан (727*)	0.0008	178.964	0.0241	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0076	124.619	0.2408	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0012	19.677	0.0391	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0104	170.531	0.3294	
001		Печь подогрева ПП-063	1	8760	Дымовая труба	0008	7	0.3	1.56	0.1101	240	-6595	19063							0410	Метан (727*)	0.0104	170.531	0.3294	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.007	119.472	0.222	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	18.774	0.0361	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.01	170.674	0.3162	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прозводство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ тах. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь подогрева ПП-0, 63	1	8760	Дымовая труба	0009	7	0.3	1.56	0.1101	240	-6529	19059							0410	Метан (727*)	0.01	170.674	0.3162	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.007	119.472	0.222	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0011	18.774	0.0361	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.01	170.674	0.3162	
001		Газокомпрессорная станция Waukesha	1	8760	Дымовая труба	0010	6	0.4	4	0.502656	240	-6463	19063							0410	Метан (727*)	0.01	170.674	0.3162	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0171	63.926	0.5387	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0028	10.467	0.0875	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0858	320.753	2.7049	
001		Газокомпрессорная станция Waukesha	1	8760	Дымовая труба	0011	6	0.4	4	0.502656	240	-6404	19063							0410	Метан (727*)	0.0035	13.084	0.1099	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0171	63.926	0.5387	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0028	10.467	0.0875	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0858	320.753	2.7049	
001		Газокомпрессорная станция Waukesha	1	8760	Дымовая труба	0012	6	0.4	4	0.502656	240	-6353	19063							0410	Метан (727*)	0.0035	13.084	0.1099	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0169	63.179	0.5328	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0027	10.094	0.0866	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0848	317.015	2.6755	
001		Газокомпрессорная станция Waukesha	1	8760	Дымовая труба	0013	6	0.4	4	0.502656	240	-7071	18949							0410	Метан (727*)	0.0034	12.711	0.1087	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0169	63.179	0.5328	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0027	10.094	0.0866	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0848	317.015	2.6755	
001		Емкость для нефти РВС-3000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0014	3	0.2	8.49	0.2667218	30	-6994	18949							0410	Метан (727*)	0.0034	12.711	0.1087	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00107	4.453	0.0073	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.2948	5387.957	8.7644	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4789	1992.812	3.2416	
																				0602	Бензол (64)	0.00625	26.008	0.0423	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00197	8.198	0.0133	
001		Емкость для нефти РВС-3000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0015	3	0.2	8.49	0.2667218	30	-6921	18949							0621	Метилбензол (349)	0.00393	16.354	0.0266	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00107	4.453	0.0073	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.2948	5387.957	8.7644	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4789	1992.812	3.2416	
																				0602	Бензол (64)	0.00625	26.008	0.0423	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Емкость для нефти РВС-1000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0016	3	0.2	8.49	0.2667218	30	-6855	18949								0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00197	8.198	0.0133
																					0621	Метилбензол (349)	0.00393	16.354	0.0266
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00107	4.453	0.0058
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.2948	5387.957	7.0115
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4789	1992.812	2.5933
																					0602	Бензол (64)	0.00625	26.008	0.0339
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00197	8.198	0.0106
001		Емкость для нефти РВС-5000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0017	3	0.2	11.32	0.3556291	30	-6793	18949								0621	Метилбензол (349)	0.00393	16.354	0.0213
																					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00143	4.463	0.0229
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.7264	5387.957	27.6790
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.6385	1992.708	10.2373
																					0602	Бензол (64)	0.00834	26.028	0.1337
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00262	8.177	0.0420
																					0621	Метилбензол (349)	0.00524	16.354	0.0840
001		Емкость для нефти РВС-5000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0018	3	0.2	11.32	0.3556291	30	-6730	18946								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00143	4.463	0.0229
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.7264	5387.957	27.6790
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.6385	1992.708	10.2373
																					0602	Бензол (64)	0.00834	26.028	0.1337
																					0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00262	8.177	0.0420
																					0621	Метилбензол (349)	0.00524	16.354	0.0840
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0156	194.874	0.4918
001		Дежурная горелка.	1	8760	Труба	0019	21.3	0.218	15.5	0.5785429	1700	-6668	18949								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0025	31.230	0.0799
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.013	162.395	0.4098
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.13	1623.948	4.0983
																					0410	Метан (727*)	0.0032	39.974	0.1025
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0020	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-6606	18949								0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-	4e-8	0.00006	0.000002



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0021	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-6536	18949								1325 Бензпирен (54)	0.0006	0.962	0.0199	
																					2754 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.2014	322.868	7.1506	
																					0301 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2667	427.552	9.5342	
																					0304 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0328 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0337 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0703 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					1325 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0006	0.962	0.0199	
																					2754 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.2014	322.868	7.1506	
																					0301 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2667	427.552	9.5342	
																					0304 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0328 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0337 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0703 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					1325 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0006	0.962	0.0199	
																					2754 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.2014	322.868	7.1506	
																					0301 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2667	427.552	9.5342	
																					0304 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0328 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0337 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0703 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					1325 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0006	0.962	0.0199	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из источника			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0024	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-6342	18957								2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0025	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-7060	18656								2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0026	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-7057	18711								2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0027	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-7053	18781								предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0.2667	427.552	9.5342	
																					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0006	0.962	0.0199	
																					1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.2014	322.868	7.1506	
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)				
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0028	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-7049	18858								предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0.2667	427.552	9.5342	
																					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0006	0.962	0.0199	
																					1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.2014	322.868	7.1506	
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-				
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0029	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-6331	18667								предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-	0.2667	427.552	9.5342	
																					0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0006	0.962	0.0199	
																					1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.2014	322.868	7.1506	
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-				



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Газопоршневая установка ГПУ		1	8760	Дымовая труба	0030	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-6331	18737							265П (10)					
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001	Газопоршневая установка ГПУ		1	8760	Дымовая труба	0031	2.5	0.15	93.53	1.6528154	450	-6327	18803							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.341	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.381	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.685	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	551.842	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.961	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.709	7.1506	
001	Устьевого нагреватель Napover		1	8760	Дымовая труба	0032	6	0.35	0.46	0.0446	240	-5215	21807							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0012	50.559	0.0364	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	8.427	0.0059	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0041	172.744	0.1281	
001	Устьевого нагреватель Napover		1	8760	Дымовая труба	0033	6	0.35	0.46	0.0446	240	-6477	21110							0410	Метан (727*)	0.0041	172.744	0.1281	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0012	50.559	0.0364	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	8.427	0.0059	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0041	172.744	0.1281	
001	Устьевого нагреватель Napover		1	8760	Дымовая труба	0034	6	0.35	0.46	0.0446	240	-7752	21132							0410	Метан (727*)	0.0041	172.744	0.1281	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0012	50.559	0.0364	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0002	8.427	0.0059	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.0041	172.744	0.1281	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Производств	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Устьевой нагреватель Napover	1	8760	Дымовая труба	0035	6	0.35	0.46	0.0446	240	-8557	19534								газ) (584) 0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0041 0.0012 0.0002 0.0041	172.744 50.559 8.427 172.744	0.1281 0.0364 0.0059 0.1281		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0036	6	0.1	3.7	0.0290598	240	-5156	21807								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0041 0.0031 0.0005 0.0026	172.744 200.458 32.332 168.126	0.1281 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0037	6	0.1	3.7	0.0290598	240	-5214	21650								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.126 200.458 32.332 168.126	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0038	6	0.1	3.7	0.0290598	240	-4929	21650								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.126 200.458 32.332 168.126	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0039	6	0.1	3.7	0.029	240	-6371	21107								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.126 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0040	6	0.1	3.7	0.029	240	-6296	21104								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0041	6	0.1	3.7	0.029	240	-6444	20956								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0042	6	0.1	3.7	0.029	240	-6193	20947								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0043	6	0.1	3.7	0.029	240	-7672	21125								0410 Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Метан (727*)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0005	32.399	0.0158		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)					
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0044	6	0.1	3.7	0.029	240	-7708	21007								0410 Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834		
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0045	6	0.1	3.7	0.029	240	-7484	21001								0410 Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834		
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0046	6	0.1	3.7	0.029	240	-8444	19540								0410 Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834		
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0047	6	0.1	3.7	0.029	240	-8341	19533								0410 Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834		
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0048	6	0.1	3.7	0.029	240	-8543	19419								0410 Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834		
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0049	6	0.1	3.7	0.029	240	-8293	19419								0410 Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834		
001	Устьевого нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0050	6	0.1	3.7	0.029	240	-4073	15846								0410 Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834		
																				0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972		
																				0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158		

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0051	6	0.1	3.7	0.029	240	-3906	15846								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0052	6	0.1	3.7	0.029	240	-3780	15850								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0053	6	0.1	3.7	0.029	240	-4056	15713								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0054	6	0.1	3.7	0.029	240	-3776	15706								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0055	6	0.1	3.7	0.029	240	-3135	11289								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0056	6	0.1	3.7	0.029	240	-2848	11299								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0057	6	0.1	3.7	0.029	240	-3118	11145								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0058	6	0.1	3.7	0.029	240	-2852	11135								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Продство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф обесп газочист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина . площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0059	6	0.1	3.7	0.029	240	-2995	11292							0337	Азота оксид (6) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0060	6	0.1	3.7	0.029	240	-3002	11142							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0061	6	0.1	3.7	0.029	240	-2992	11219							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0062	6	0.1	3.7	0.029	240	-4008	19343							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0063	6	0.1	3.7	0.029	240	-3726	19200							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0064	6	0.1	3.7	0.029	240	-6317	17464							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0065	6	0.1	3.7	0.029	240	-6024	17307							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001		Устьевого нагревателя	1	8760	Дымовая труба	0066	6	0.1	3.7	0.029	240	-4879	10242							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0067	6	0.1	3.7	0.029	240	-4616	10242								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0068	6	0.1	3.7	0.029	240	-4737	10105								0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0069	6	0.1	3.7	0.029	240	-2483	9431								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0070	6	0.1	3.7	0.029	240	-2412	9433								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0071	6	0.1	3.7	0.029	240	-2345	9431								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0072	6	0.1	3.7	0.029	240	-2282	9436								0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0073	6	0.1	3.7	0.029	240	-2480	9359								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевого	1	8760	Дымовая труба	0074	6	0.1	3.7	0.029	240	-2412	9362							0301	Азота (IV) диоксид (0.0031	200.872	0.0972		



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод- ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та исто- чника выбро- са, м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф- обесп- газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ макс. степ- очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ
		Наименование	Количес- тво ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0075	6	0.1	3.7	0.029	240	-2351	9364								0304	Азота диоксид (4)	0.0005	32.399	0.0158
																					0301	Азота (IV) диоксид (4)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0076	6	0.1	3.7	0.029	240	-2282	9362								0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азота (II) оксид (4)			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0077	6	0.1	3.7	0.029	240	-2478	9285								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0078	6	0.1	3.7	0.029	240	-2406	9296								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0079	6	0.1	3.7	0.029	240	-2345	9301								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0080	6	0.1	3.7	0.029	240	-2277	9298								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0081	6	0.1	3.7	0.029	240	-2187	7622								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0090	6	0.1	3.7	0.029	240	-1429	3339								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0091	6	0.1	3.7	0.029	240	-1141	3179								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0092	6	0.1	3.7	0.029	240	130	2832								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0093	6	0.1	3.7	0.029	240	427	2684								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0094	6	0.1	3.7	0.029	240	-2029	12284								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0095	6	0.1	3.7	0.029	240	-1743	12134								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0096	6	0.1	3.7	0.029	240	-1878	12196								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0097	6	0.1	3.7	0.029	240	-4859	13128								0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Кол-во ист.						темпер. оС	объем на 1 трубу, м3/с	скорость м/с	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0098	6	0.1	3.7	0.029	240	-4559	12971								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0099	6	0.1	3.7	0.029	240	-3948	9137								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0100	6	0.1	3.7	0.029	240	-3694	9010								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0101	6	0.1	3.7	0.029	240	-3811	9064								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0102	6	0.1	3.7	0.029	240	-429	3195								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0103	6	0.1	3.7	0.029	240	-429	3066								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0104	6	0.1	3.7	0.029	240	-304	3195								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0105	6	0.1	3.7	0.029	240	-300	3075								0410 Метан (727*) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026 0.0031 0.0005 0.0026	168.473 200.872 32.399 168.473	0.0834 0.0972 0.0158 0.0834		

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабoты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по котoрым производится газоочистка	Кoэфф. обеспoгазoочист кой, %	Средняя эксплуатoценность очистки/ макс. степo очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скoрoсть м/с	oбъем на 1 трубу, м3/с	темпер. oС	точечного источ./1-го конца лин.		2-го конца лин. o/длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0106	6	0.1	3.7	0.029	240	-180	3133									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0107	6	0.1	3.7	0.029	240	-1845	5430									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0108	6	0.1	3.7	0.029	240	-1718	5430									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0109	6	0.1	3.7	0.029	240	-1621	5430									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0110	6	0.1	3.7	0.029	240	-1787	5299									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0111	6	0.1	3.7	0.029	240	-1630	5294									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0112	6	0.1	3.7	0.029	240	-2692	12718									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	
001	Устьевой нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0113	6	0.1	3.7	0.029	240	-2408	12585									Углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																					0410	0.0031	200.872	0.0972	
																					0301				
																					0304	0.0005	32.399	0.0158	
																					0337	0.0026	168.473	0.0834	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0114	6	0.1	3.7	0.029	240	-225	5243								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0115	6	0.1	3.7	0.029	240	845	4200								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0116	6	0.1	3.7	0.029	240	-2343	4345								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0117	6	0.1	3.7	0.029	240	-2071	4209								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0118	6	0.1	3.7	0.029	240	-1720	2042								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0119	6	0.1	3.7	0.029	240	-1442	2047								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0120	6	0.1	3.7	0.029	240	-1710	1905								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	
001	Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0121	6	0.1	3.7	0.029	240	-1437	1910								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0130	6	0.1	3.7	0.029	240	-3467	3874								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0131	6	0.1	3.7	0.029	240	-3712	3808								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0132	6	0.1	3.7	0.029	240	-3621	3816								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0133	6	0.1	3.7	0.029	240	-3536	3816								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0134	6	0.1	3.7	0.029	240	-3459	3812								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0135	6	0.1	3.7	0.029	240	-3701	3739								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0136	6	0.1	3.7	0.029	240	-3617	3742								0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0026	168.473	0.0834
																					0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0005	32.399	0.0158
001		Устьевого	1	8760	Дымовая труба	0137	6	0.1	3.7	0.029	240	-3529	3750							0410	Метан (727*)	0.0026	168.473	0.0834	
																				0301	Азота (IV) диоксид (0.0031	200.872	0.0972	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		нагреватель ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0138	6	0.1	3.7	0.029	240	-4756	16565								0304	Азота диоксид (4)	0.0005	32.399	0.0158
																					0301	Азота (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0139	6	0.1	3.7	0.029	240	-4477	16565								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			
001		Устьевого нагревателя ППТМ-0,2 Г	1	8760	Дымовая труба	0140	6	0.1	3.7	0.029	240	-4750	16459								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0031	200.872	0.0972
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			
001		Устьевого нагревателя ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0141	6	0.35	1.85	0.1783	240	-3907	15768								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			
001		Устьевого нагревателя ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0142	6	0.35	1.85	0.1783	240	-3842	19270								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			
001		Устьевого нагревателя ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0143	6	0.35	1.85	0.1783	240	-6153	17388								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			
001		Устьевого нагревателя ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0144	6	0.35	1.85	0.1783	240	-4753	10255								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)			
																					0410	Метан (727*)			

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Продоводство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/тах. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Устьевого нагревателя ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0145	6	0.35	1.85	0.1783	240	-1153	5833							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.003	31.617	0.0947	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0162	170.733	0.5123	
																				0410	Метан (727*)	0.0162	170.733	0.5123	
001		Устьевого нагревателя ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0146	6	0.35	1.85	0.1783	240	-3449	3747							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.003	31.617	0.0947	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0162	170.733	0.5123	
																				0410	Метан (727*)	0.0162	170.733	0.5123	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0147	6	0.35	1.85	0.1783	240	-3151	11068							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.003	31.617	0.0947	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0162	170.733	0.5123	
																				0410	Метан (727*)	0.0162	170.733	0.5123	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0148	6	0.35	1.85	0.1783	240	-3152	10875							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.003	31.617	0.0947	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0162	170.733	0.5123	
																				0410	Метан (727*)	0.0162	170.733	0.5123	
001		Печь подогрева ПП-0,63	1	8760	Дымовая труба	0149	6	0.35	1.85	0.1783	240	-3106	10983							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0185	194.973	0.5825	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.003	31.617	0.0947	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0162	170.733	0.5123	
																				0410	Метан (727*)	0.0162	170.733	0.5123	
001		Емкость для нефти РВС-2000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0150	3	0.2	8.49	0.2667218	30	-3008	10913							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00107	4.453	0.0098	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.2948	5387.957	11.8438	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4789	1992.812	4.3805	
																				0602	Бензол (64)	0.00625	26.008	0.0572	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00393	16.354	0.036	
																				0621	Метилбензол (349)	0.00197	8.198	0.018	
001		Емкость для нефти РВС-2000 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0151	3	0.2	8.49	0.2667218	30	-3008	11043							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00107	4.453	0.0098	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.2948	5387.957	11.8438	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.4789	1992.812	4.3805	
																				0602	Бензол (64)	0.00625	26.008	0.0572	
																				0616	Диметилбензол (смесь	0.00393	16.354	0.036	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод- ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диаметр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф- обесп- газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ мах. степ- очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0152	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-3105	11020								0-	0621	Метилбензол (349)	0.00197	8.198	0.018
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0153	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-3064	11021								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0154	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-3028	11019								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0155	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2994	11018							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0156	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2959	11018							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0157	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2924	11018							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001		Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0158	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2889	11017							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0159	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2838	11017								0328	Азота оксид (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0160	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2792	11016								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0161	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2746	11017								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0162	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-3103	10948								0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944		
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002		
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199		
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506		
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342		
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493		
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795		
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944		
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002		
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199		
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0163	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-3061	10947									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0164	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-3019	10948									0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																					0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коньс. 3 Вариант рекомендуемый

Про-изв-одство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/мах. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ	
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0165	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2989	10948	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002									
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199									
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506									
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342									
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493									
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795									
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944									
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002									
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199									
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506									
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0166	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2951	10947	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342									
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493									
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795									
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944									
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002									
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199									
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506									
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342									
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493									
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795									
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0167	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2909	10949	0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944									
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002									
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199									
													2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506									
													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342									
													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493									
													0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795									
													0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944									
													0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002									
													1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199									

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-ство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/мах. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0168	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2868	10952								2754	Метаналь (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0169	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2821	10953								2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
001	Газопоршневая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0170	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2791	10956								2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	
																				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2667	427.552	9.5342	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0433	69.415	1.5493	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0023	3.687	0.0795	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3444	552.114	12.3944	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2014	322.868	7.1506	



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод-водство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Кэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения ПДВ
		Наименование	Количество ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Газопоршевая установка ГПУ	1	8760	Дымовая труба	0171	2.5	0.15	93.53	1.652	450	-2743	10952							0301 Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0.2667	427.552	9.5342		
																				0304 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0433	69.415	1.5493		
																				0328 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0023	3.687	0.0795		
																				0337 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.3444	552.114	12.3944		
																				0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)					
																				0703 Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	4e-8	0.00006	0.000002		
																				1325 Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0006	0.962	0.0199		
																				2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П (10)	0.2014	322.868	7.1506		
001		Площадка ЦППН. ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6001	2				30	-6700	18862	807	480					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4032		12.716		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6002	2				30	-5076	21730	361	227					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6003	2				30	-6353	21036	352	215					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6004	2				30	-7632	21072	352	221					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6005	2				30	-8431	19485	358	215					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6006	2				30	-3925	15776	358	218					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6007	2				30	-3001	11218	361	223					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6008	2				30	-3880	19274	352	215					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6009	2				30	-6182	17387	358	213					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6010	2				30	-4759	10169	360	223					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6011	2				30	-2335	9352	347	212					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6012	2				30	-2056	7555	356	218					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6013	2				30	-1293	5895	361	215					0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077		



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

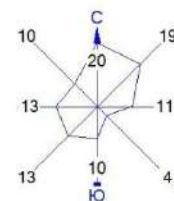
КуатАмлонМунай, Проект разработки м/р Коныс. 3 Вариант рекомендуемый

Прод- изв- одс- тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диам- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Кэфф- обесп- газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат- степень очистки/ мах. степ- очистки%	Код вещ- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния ПДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6014	2				30	-1342	4869	348	209					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6015	2				30	-1297	3260	353	218					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6016	2				30	276	2757	353	214					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6017	2				30	-1886	12206	358	218					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6018	2				30	-4704	13051	362	219					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6019	2				30	-3834	9067	353	220					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6020	2				30	-300	3139	363	214					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6021	2				30	-1698	5356	364	226					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6022	2				30	-2559	12655	342	220					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6023	2				30	-231	5258	353	223					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6024	2				30	844	4201	351	210					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6025	2				30	-2213	4280	364	224					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6026	2				30	-1584	1970	353	218					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6027	2				30	-3392	7984	363	220					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6028	2				30	-563	1060	370	220					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6029	2				30	-3592	3815	361	220					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ЗУ.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6030	2				30	-4617	16500	360	223					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0478		1.5077	
001		Площадка ГУ. Южный Коныс.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6031	2					-2929	10973	505	235					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1325		4.177	
001		Площадка добывающей скважины.ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6032	2					-1117	11262	10	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.2882		72.1614	
001		Площадка газонагнетатель- ной скважины. ЗРА и ФС	1	8760	Неорганизованный источник	6033	2					-5341	19281	10	10					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0412		1.3008	

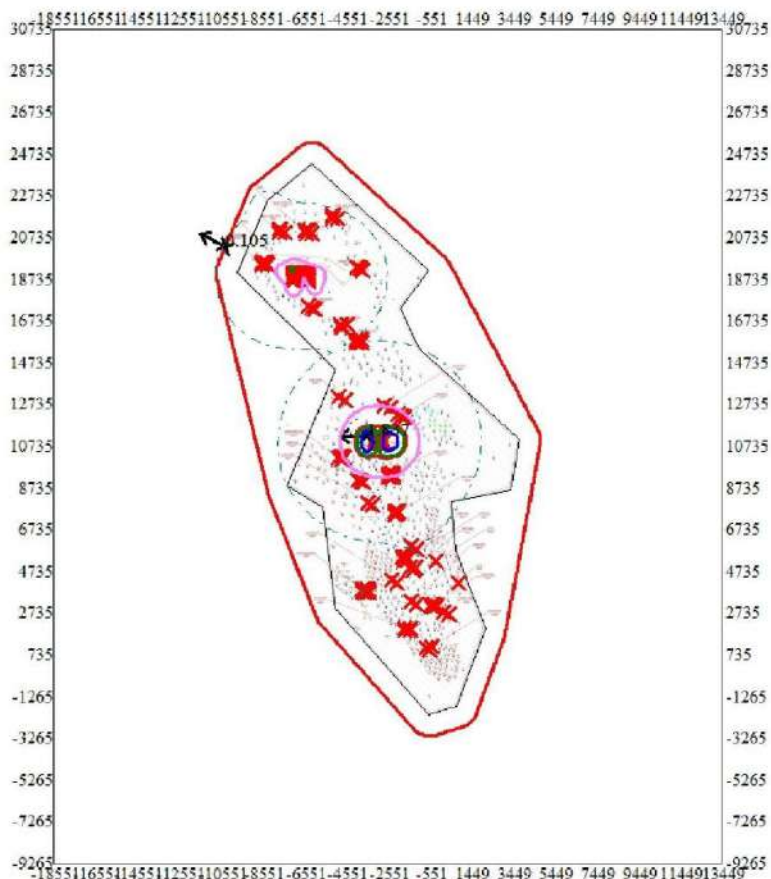


ПРИЛОЖЕНИЕ 4





Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

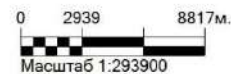


Условные обозначения:

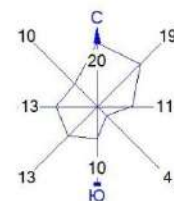
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

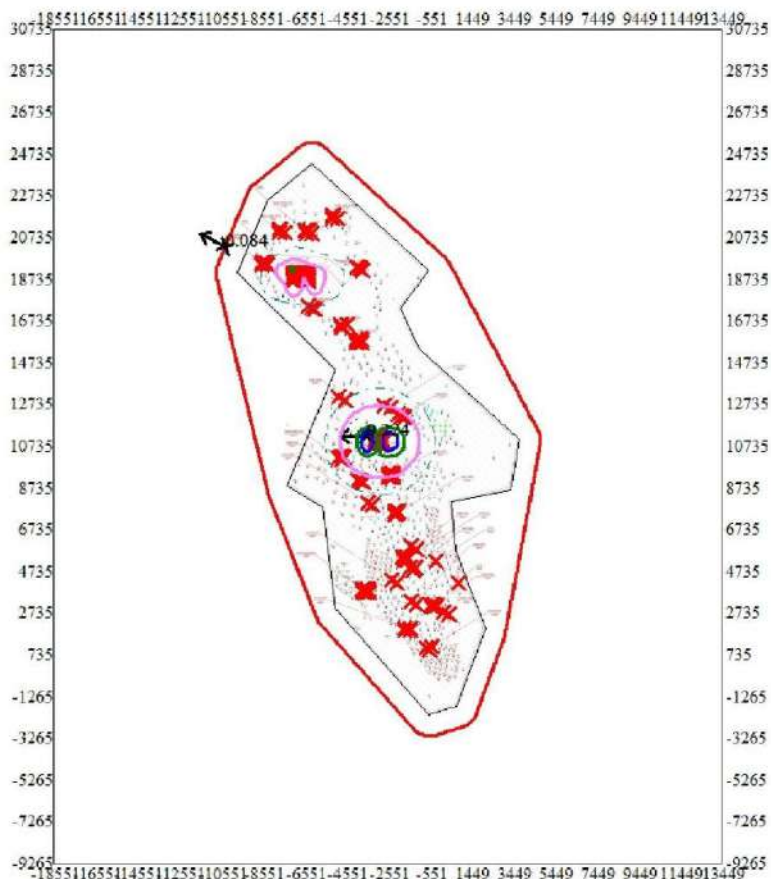
- 0.100 ПДК
- 0.545 ПДК
- 1.000 ПДК
- 1.081 ПДК
- 1.403 ПДК



Макс концентрация 1.8366216 ПДК достигается в точке $x = -3551$ $y = 11235$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 6 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81

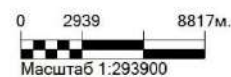


Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

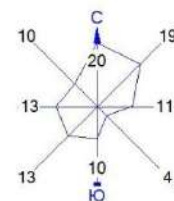


Условные обозначения:
 [White box] Территория предприятия
 [Red box] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 † Максим. значение концентрации
 [Black line] Расч. прямоугольник N 01

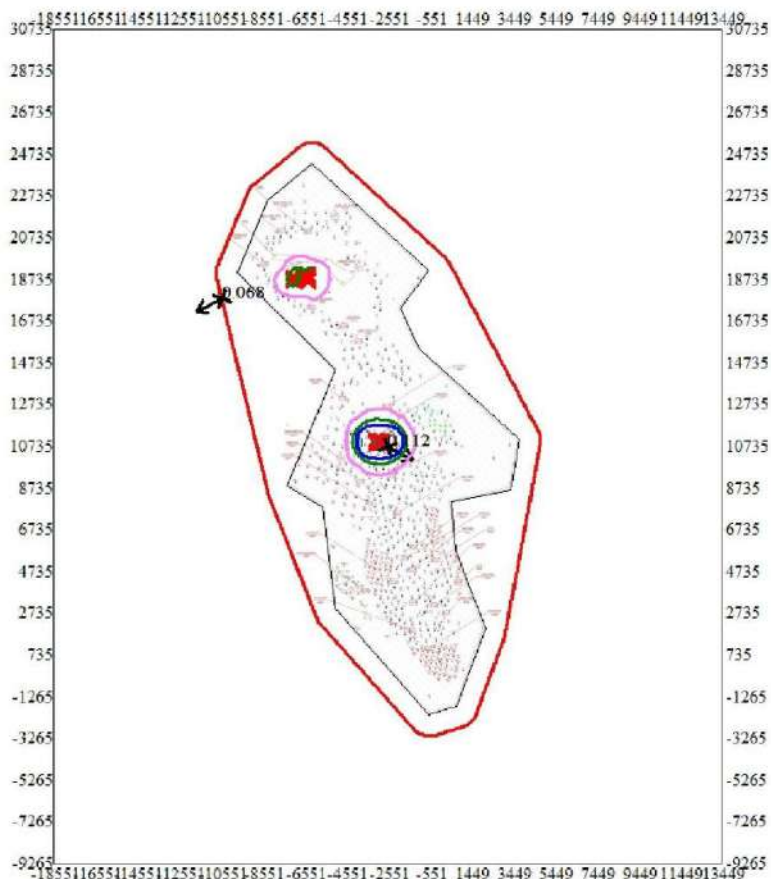
Изолинии в долях ПДК
 [Dashed line] 0.100 ПДК
 [Pink line] 0.119 ПДК
 [Green line] 0.163 ПДК
 [Blue line] 0.189 ПДК



Макс концентрация 0.2240887 ПДК достигается в точке $x = -3551$ $y = 11235$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 6 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

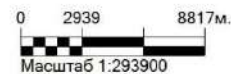


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

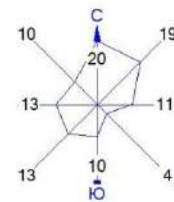
Изолинии в долях ПДК

- 0.076 ПДК
- 0.085 ПДК
- 0.090 ПДК
- 0.100 ПДК

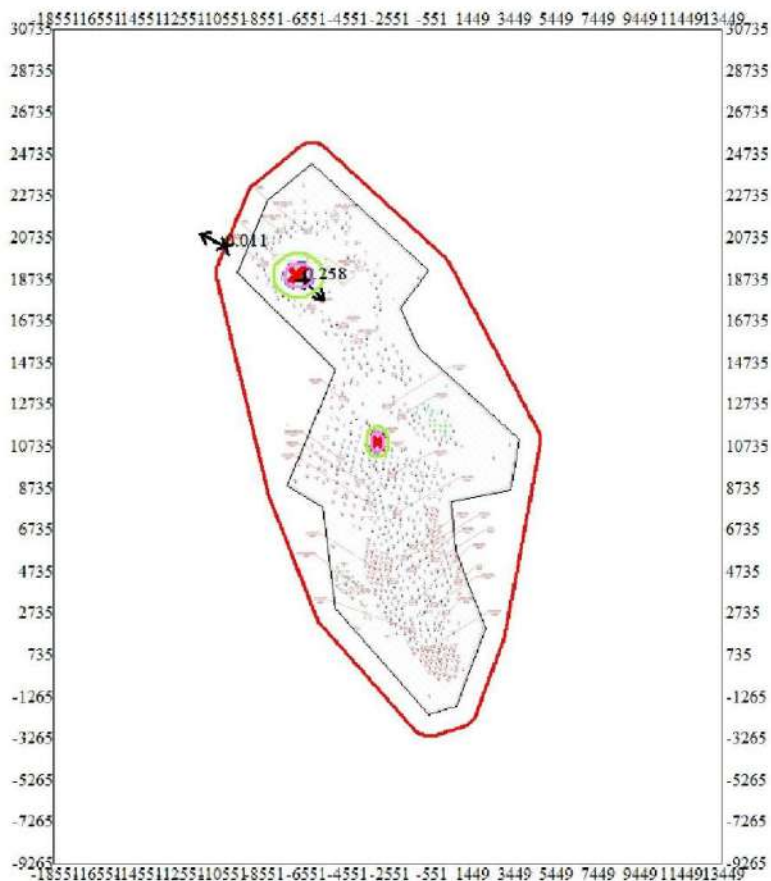


Макс концентрация 0.1124633 ПДК достигается в точке $x = -2551$ $y = 10735$
 При опасном направлении 303° и опасной скорости ветра 4.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65*81





Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

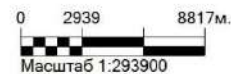


Условные обозначения:

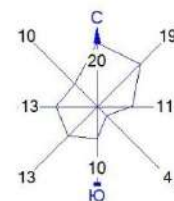
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ★ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

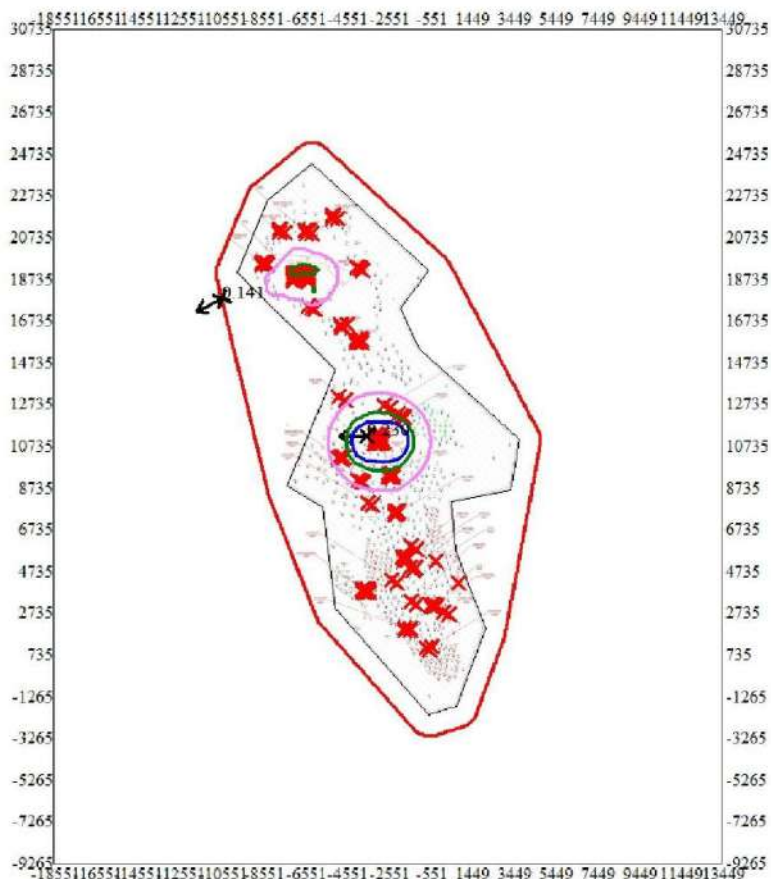
- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.131 ПДК



Макс концентрация 0.2579603 ПДК достигается в точке $x = -6551$ $y = 18735$
 При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 1.4 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

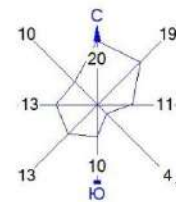


- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - ‡ Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

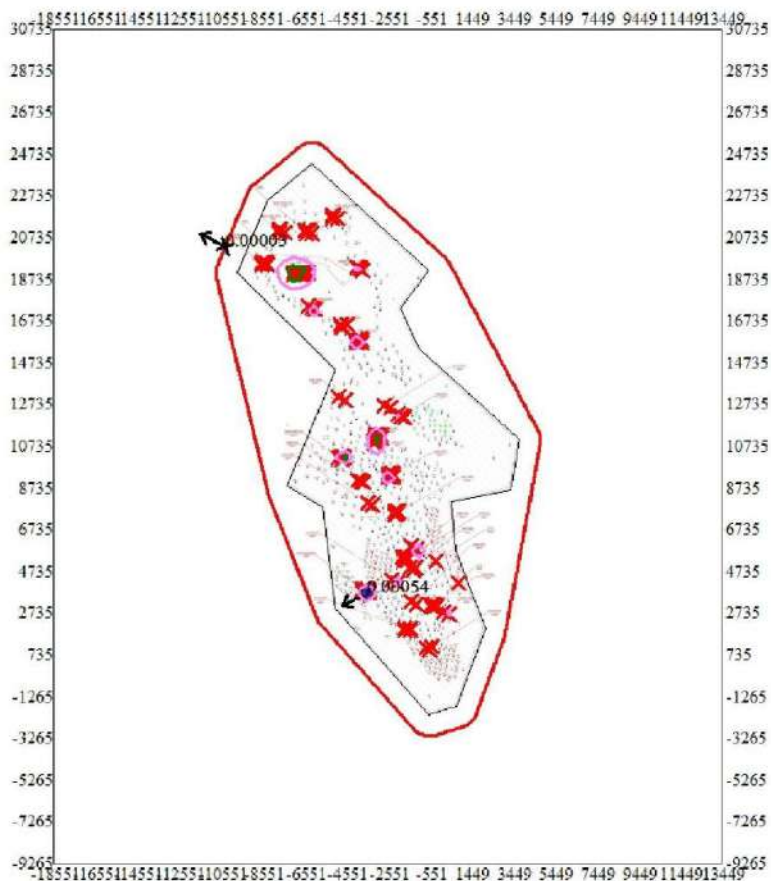
- Изолинии в долях ПДК
- 0.154 ПДК
 - 0.172 ПДК
 - 0.182 ПДК



Макс концентрация 0.2303425 ПДК достигается в точке $x = -3551$ $y = 11235$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 6 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



Проект разработки м/р Коньс.
ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
0410 Метан (727°)

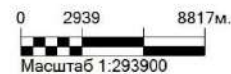


Условные обозначения:

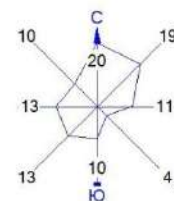
- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

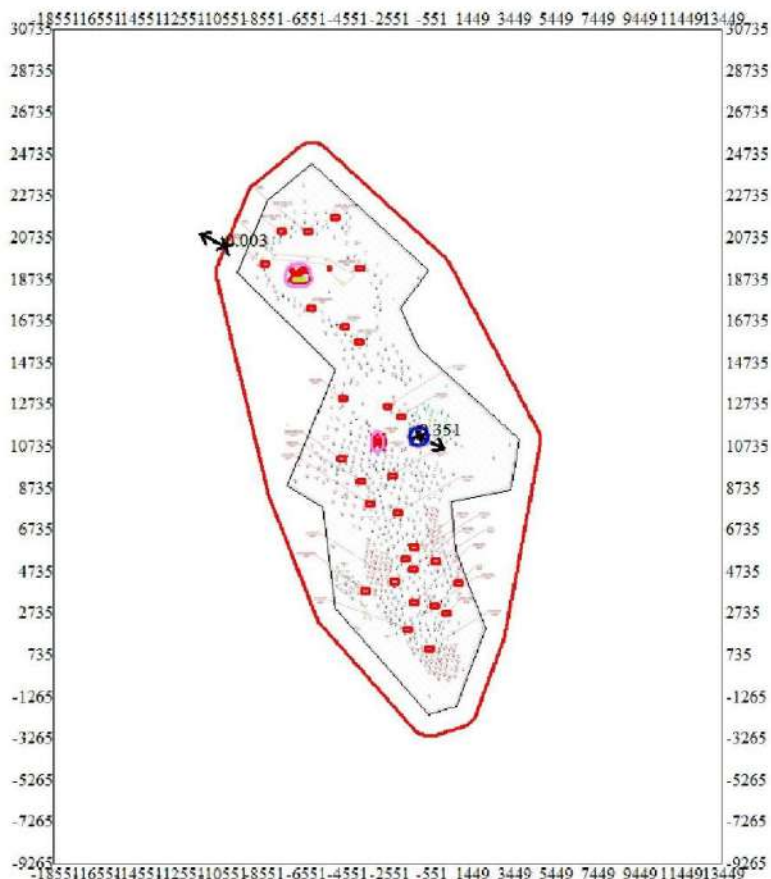
- 0.00021 ПДК
- 0.00041 ПДК
- 0.00053 ПДК



Макс концентрация 0.000536 ПДК достигается в точке $x = -3551$ $y = 3735$
При опасном направлении 66° и опасной скорости ветра 0.6 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек $65 \cdot 81$



Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

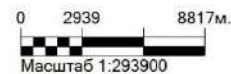


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

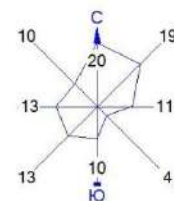
Изолинии в долях ПДК

- 0.027 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.053 ПДК
- 0.068 ПДК
- 0.100 ПДК

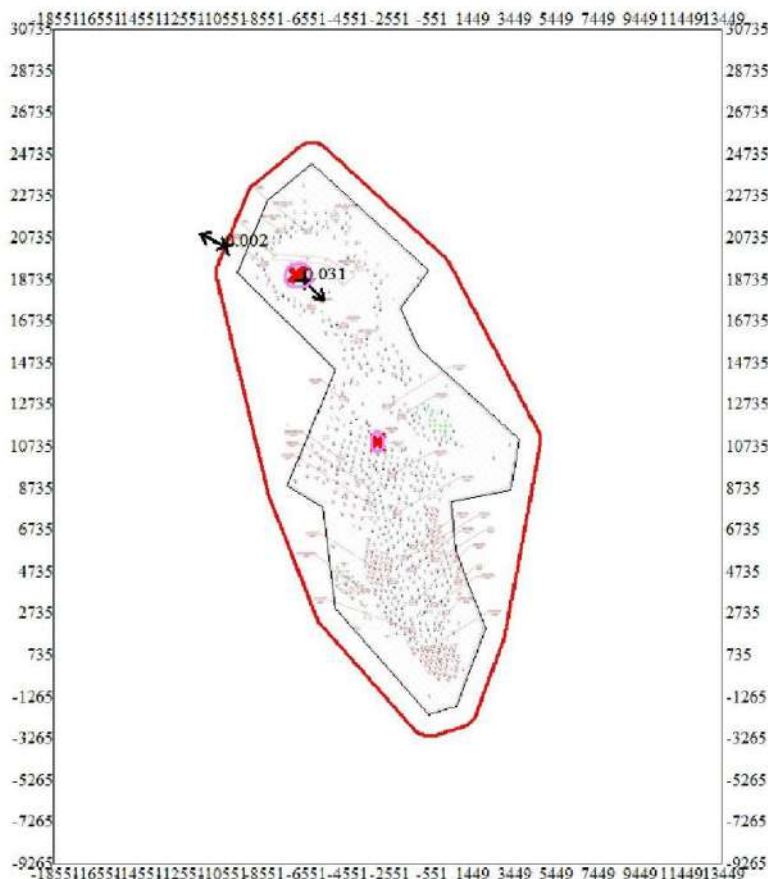


Макс концентрация 0.3508378 ПДК достигается в точке $x = -1051$ $y = 11235$
 При опасном направлении 292° и опасной скорости ветра 0.93 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



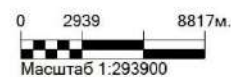


Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)



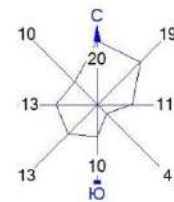
- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - ‡ Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.016 ПДК

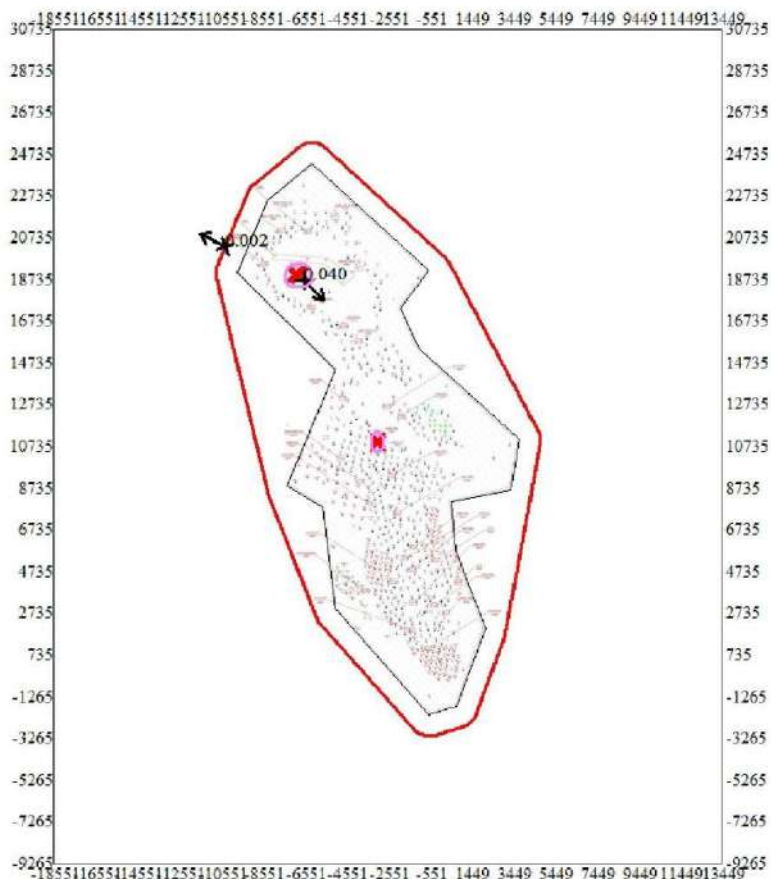


Макс концентрация 0.0314026 ПДК достигается в точке $x = -6551$ $y = 18735$
 При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 1.4 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



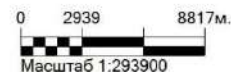


Проект разработки м/р Коньс.
ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
0602 Бензол (64)



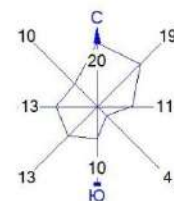
- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - ✦ Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.020 ПДК

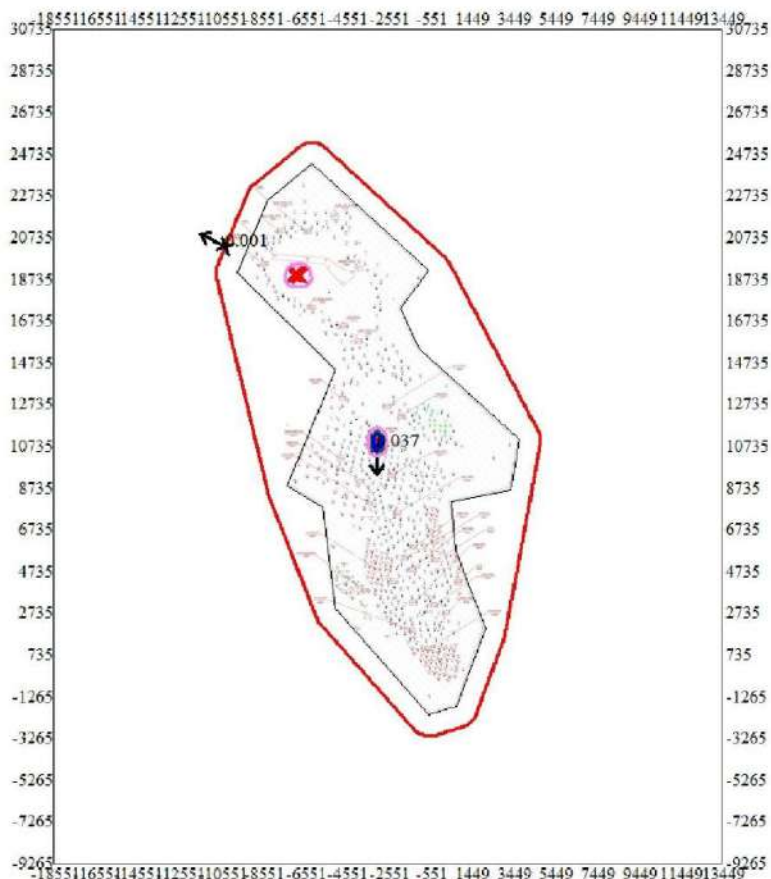


Макс концентрация 0.0401369 ПДК достигается в точке $x = -6551$ $y = 18735$
При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 1.4 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



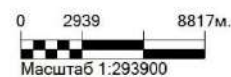


Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

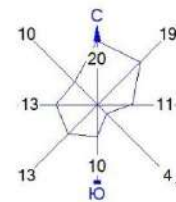


- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - ✚ Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

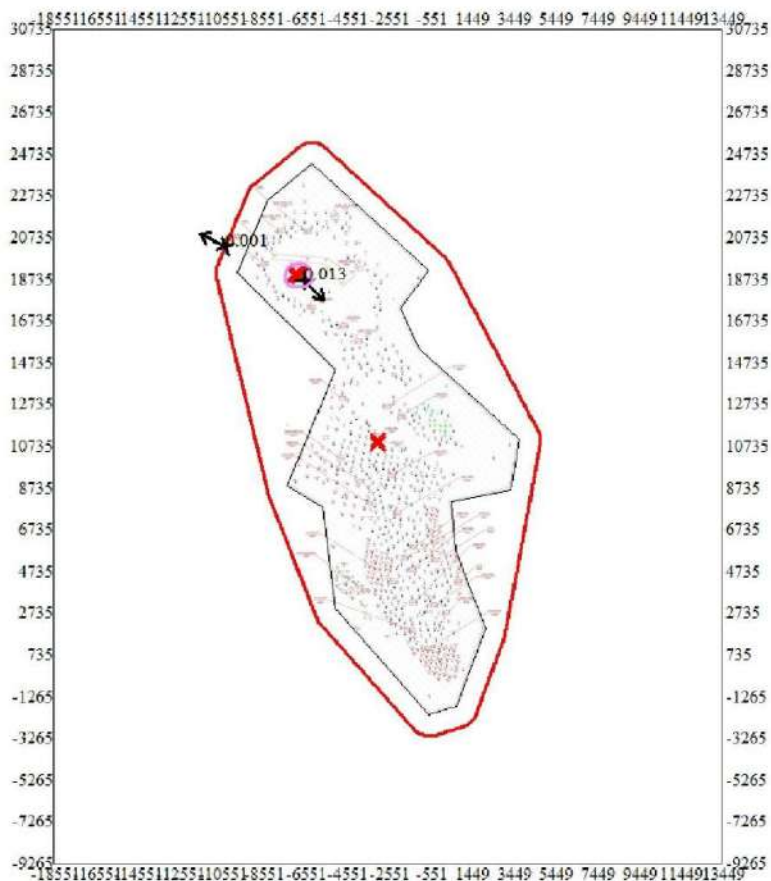
- Изолинии в долях ПДК
- 0.010 ПДК
 - 0.019 ПДК
 - 0.025 ПДК



Макс концентрация 0.0366281 ПДК достигается в точке $x = -3051$ $y = 10735$
 При опасном направлении 12° и опасной скорости ветра 1.57 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81

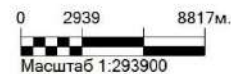


Проект разработки м/р Коньс.
ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
0621 Метилбензол (349)

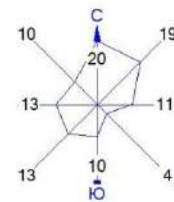


- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - ✚ Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

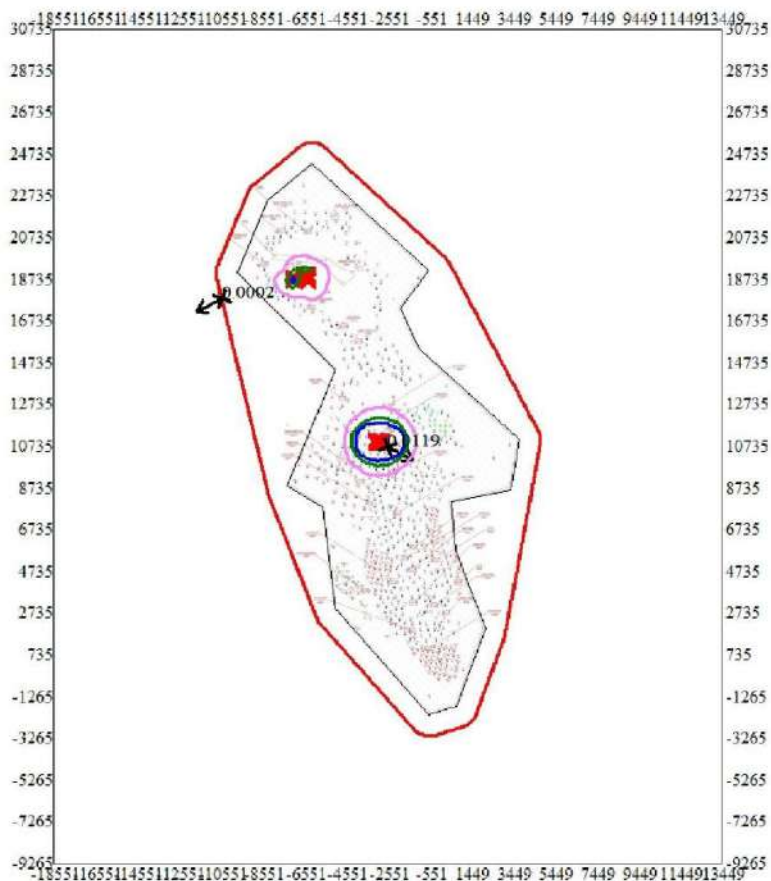
Изолинии в долях ПДК
— 0.006 ПДК



Макс концентрация 0.0126119 ПДК достигается в точке $x = -6551$ $y = 18735$
При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 1.4 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

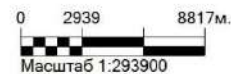


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

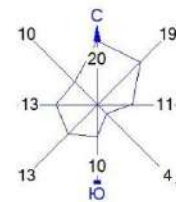
Изолинии в долях ПДК

- 0.0022 ПДК
- 0.0044 ПДК
- 0.0057 ПДК

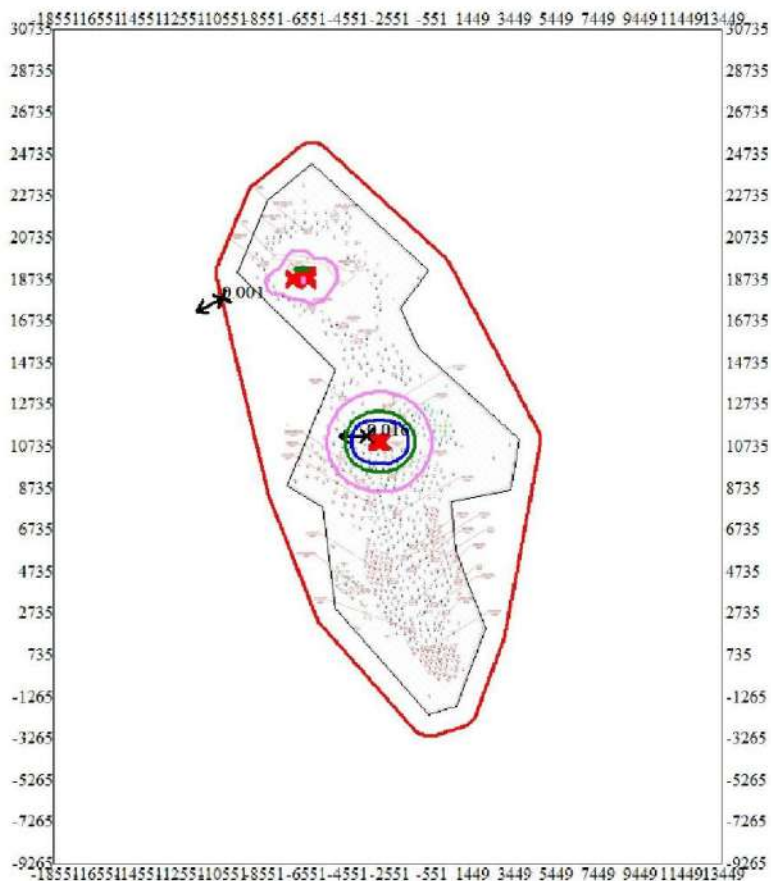


Макс концентрация 0.011947 ПДК достигается в точке $x = -2551$ $y = 10735$
 При опасном направлении 303° и опасной скорости ветра 4.01 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



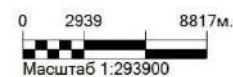


Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

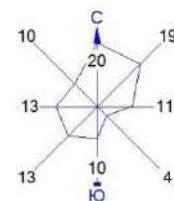


- Условные обозначения:
- Территория предприятия
 - Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 - ‡ Максим. значение концентрации
 - Расч. прямоугольник N 01

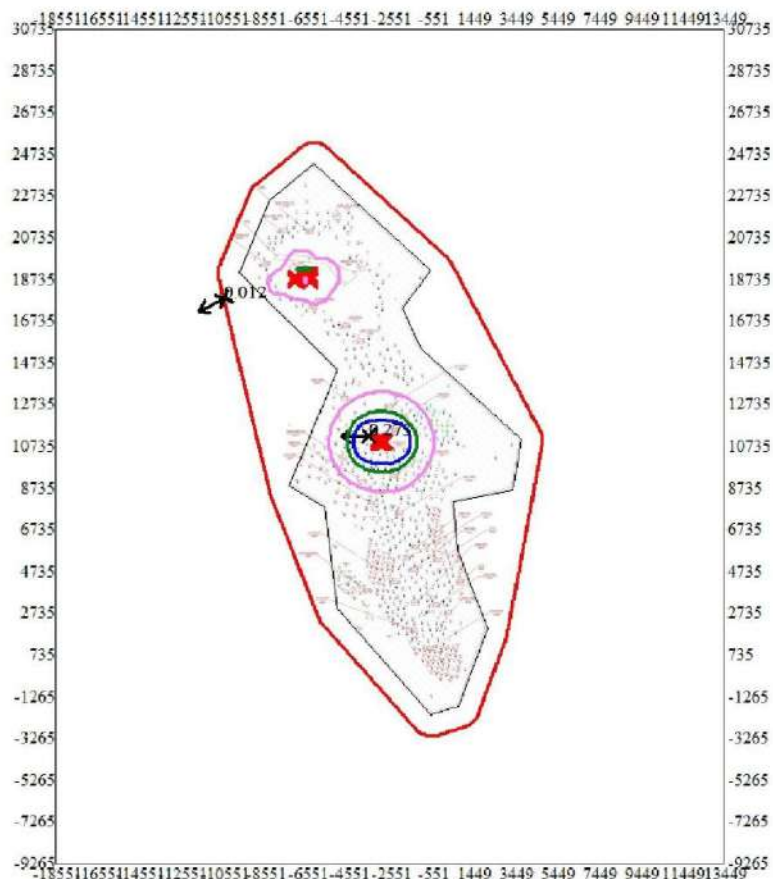
- Изолинии в долях ПДК
- 0.003 ПДК
 - 0.006 ПДК
 - 0.008 ПДК



Макс концентрация 0.0162438 ПДК достигается в точке $x = -3551$ $y = 11235$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 6 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65*81

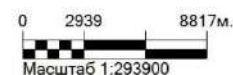


Проект разработки м/р Коньс.
 ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)

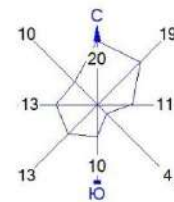


Условные обозначения:
 □ Территория предприятия
 □ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

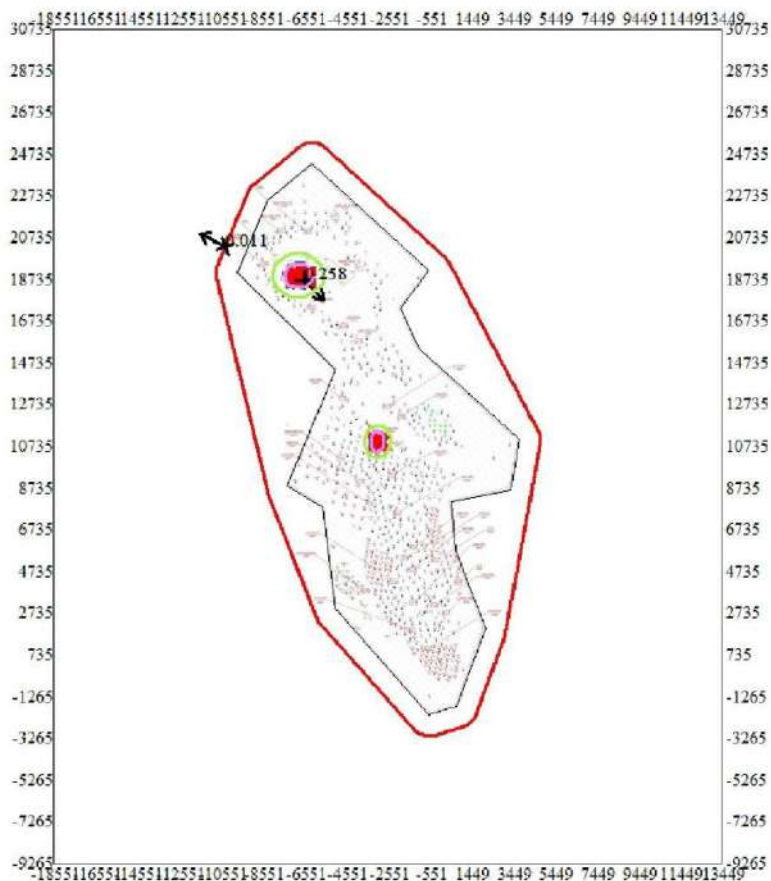
Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.099 ПДК
 - - - 0.100 ПДК
 — 0.129 ПДК



Макс концентрация 0.2726246 ПДК достигается в точке $x = -3551$ $y = 11235$
 При опасном направлении 113° и опасной скорости ветра 6 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
 шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81



Проект разработки м/р Коньс.
ПК ЭРА-ГАЗ v2.5 Модель: ОНД-86
__39 0333+1325

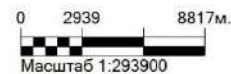


Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.131 ПДК



Макс концентрация 0.257961 ПДК достигается в точке $x = -6551$ $y = 18735$
При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 1.4 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 32000 м, высота 40000 м,
шаг расчетной сетки 500 м, количество расчетных точек 65×81

ПРИЛОЖЕНИЕ 5





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

Выдана АО "НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА"
полное наименование, место нахождения, реквизиты юридического лица / в соответствии с разделом 4 раздела 1
Г. АКТАУ, МКРН 8, ДОМ 38 "А"

на занятие выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды
наименование вида деятельности (действия) в соответствии

с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»

Особые условия действия лицензии Лицензия действительна на территории Республики Казахстан, ежегодное представление
Республике ответственности

Орган, выдавший лицензию МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК
полное наименование органа лицензирования

Руководитель (уполномоченное лицо) А.З. Таутеев
фамилия и инициалы руководителя (полное наименование должности)



Дата выдачи лицензии « 7 » августа 20 07

Номер лицензии 01079Р № 0041742

Город Астана

г. Астана 05.



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079P № _____

Дата выдачи лицензии « 7 » августа 20 07 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности _____
природоохранное проектирование, нормирование работы в области экологической экспертизы

Филиалы, представительства _____
Г. АКТАУ МКРН 8 ДОМ 38 "А" ПОЛНОЕ РАЙОННОЕ, МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ, РЕАЛИЗУЕМ

Производственная база _____ МЕСТОНАХОЖДЕНИЕ

Орган, выдавший приложение к лицензии _____
МИНИСТЕРСТВО ОХРАНЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ РК

Руководитель (уполномоченное лицо) _____ приложение к лицензии А.З. Тауретов фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) органа, выдавшего лицензию

Дата выдачи приложения к лицензии « 7 » августа 20 07 г.

Номер приложения к лицензии _____ № 0073564

Город Астана

с. Астана 50

ПРИЛОЖЕНИЕ 6



«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель генерального директора
ТОО СП «Куатамлонмунай»

Чжан Лимин
«___» _____ 201_ г.

ПРОГРАММА
ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ
ТОО СП «Куатамлонмунай»
НА 2017-2022 ГОДЫ

г. Кызылорда
2017 год

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

Общие сведения о предприятии

Анализ текущего положения управления отходами

Цели и задачи программы управления отходами

Показатели по этапам реализации Программы

Необходимые ресурсы и источники их финансирования

План мероприятий по реализации программы управления отходами

ВВЕДЕНИЕ

Настоящая программа по управлению отходами для ТОО СП «Куат-амлонмунай» на 2017-2022 годы разработана в соответствии статьи 281-1 Экологического кодекса РК и Правилами разработки программы управления отходами, утвержденными постановлением Правительства РК от 30.03.2012г №403.

В соответствии п.4 ст.288-1 Экологического кодекса РК программа управления отходами должна быть направлена на планирование мер с указанием объемов и сроков их выполнения по обеспечению постепенного сокращения объемов отходов производства и потребления путем:

- совершенствования производственных процессов, в том числе за счет внедрения малоотходных технологий;
- повторного использования отходов либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании;
- переработки и утилизации отходов с использованием наилучших доступных технологий.

ТОО СП «Куатамлонмунай» осуществляет добычу и подготовку нефти на контрактной территории, в состав лицензионного блока входят нефтяные месторождения Коныс и Бектас, транспортировка нефти осуществляется по нефтепроводу Коныс – Кумколь, часть нефти отгружается нефтеналивным терминалом Белкуль в г.Кызылорда. Офис компании располагается в г.Кызылорда, ул. Амангельды, б/н .

Нефтяные месторождения Коныс и Бектас расположены в северо-западной части Кызылординской области, площадь земельного отвода составляет 30133 га и 12938 га соответственно. Территория располагается в зоне северных континентальных пустынь и приурочена к поверхности обширной озерной котловины.

Район без водных артерий и постоянных населенных пунктов. Расстояния до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 160км и 290км, соответственно. На расстоянии 230км к востоку от месторождений проходит нефтепровод Омск-Павлодар-Шымкент. а в 20км к северо-востоку проходит ЛЭП Жосалы-Байконур. Северо-восточнее контрактной площади расположены разведанные месторождения нефти Арыскупского прогиба Южно-Тургайского бассейна, самое крупное из них - месторождение Кумколь (70 км), разрабатывается с 1991 г.

В границах земельного отвода под нефтепромысел обустроены полигоны, где предусматривалось осуществлять утилизацию нефтесодержащих отходов, размещение отходов производства и

потребления. В 2009 г полигоны были законсервированы, и по настоящее время к утилизации отходов производства и потребления, нефтешлама от очистки резервуаров и трубопроводов, замазученного грунта, образующегося от проливов нефти при ремонте скважин, жидких отходов бурения привлечены сторонние специализированные компании, располагающие специальным оборудованием и технологией переработки отходов.

ТОО СП «Куатамлонмунай» осуществляет утилизацию бурового шлама, образующегося при бурении нефтяных скважин, используя технологию вылежки и осреднения шлама с гравелистым грунтом, полученный грунт соответствует требованиям, предъявляемым к дорожно-строительным материалам, и используется при строительстве внутри- и межпромысловых дорог на нефтяных месторождениях ТОО СП КАМ.

Утилизация бурового шлама производится способом осреднения песчано-гравийной смесью в бортовой части карьера гравелистого грунта. Буровой шлам доставляется в карьер автотранспортом для вылежки и осреднения. Буровой шлам после вылежки и нейтрализации щелочных реагентов и органической составляющей используется в основании при строительстве дорог, для вертикальной планировки техногенных выработок. Согласно экологических требований использование бурового шлама возможно только после подтверждения радиационной безопасности, а также допустимого уровня содержания нефти в переработанных отходах.

Жидкие отходы бурения, а именно: отработанный буровой раствор, буровые сточные воды согласно условий контракта с буровой компанией являются собственностью буровиков и утилизируются сторонними организациями.

Программой управления отходами ТОО СП КАМ предусмотрена организация рациональной и экологически безопасной системы сбора промышленных отходов, предусматривающей отдельный сбор, регулярный вывоз и обезвреживание, а также выполнение мероприятий 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 должно стать улучшение качества состояния окружающей среды. Основная цель - наименьшая нагрузка на окружающую среду.

Общие сведения о предприятии.

ТОО СП «Куатамлонмунай» осуществляет добычу нефти и попутного нефтяного газа на контрактной территории месторождений Коныс, Бектас.

На нефтепромысле в 2017г. функционируют 47 замерных установок (42 ед. на Конысе и 5 на Бектасе), с помощью которых осуществляется сбор жидкости с куста скважин, замер добытых нефти и газа и транспортировка добываемой жидкости по коллекторам для дальнейшей подготовки на ЦППНГ (центральный пункт подготовки нефти и газа).

Замерная установка (ЗУ) состоит из:

сепаратор - 1 шт.;

тестовый сепаратор - 1 шт.;

печь подогрева ПП-0,63 - 1 шт.;

мультифазный насос - 2 шт. (1 резервный).

Нефть с ГУ Южный Коныс перекачивается на ЦППНГ по нефтяному коллектору, попутный нефтяной газ утилизируется на ГТУ-ПАЭС.

С месторождения Бектас попутный нефтяной газ транспортируется на ЦППНГ по газовому коллектору.

В настоящее время на месторождениях Коныс и Бектас добыча нефти осуществляется преимущественно механическим способом, на некоторых скважинах установлены винтовые погружные насосы и насосы ШГН.

По трубопроводам нефть от ЗУ поступает непосредственно в сборники нефти, оттуда перекачиваются в резервуары хранения (два РВС-2000 и два РВС-3000). Для предотвращения застывания в резервуарах осуществляется циркуляция нефти через печи подогрева. Большая часть нефти перекачивается по трубопроводу Коныс – Кумколь на головную насосно-перекачивающую станцию (ГНПС) и далее в магистральный трубопровод Кумколь-Каракоин. Резервный маршрут - нефть с месторождения Бектас - Коныс транспортируется нефтевозами на терминал Белколь.

Подтоварная вода, накапливающаяся в емкостях РВС при хранении, сбрасывается в резервуар сбора пластовой воды.

Нефть, отстоявшаяся в резервуарах пластовой воды, собирается и насосами откачивается в резервуары хранения нефти.

Из промежуточного резервуара нефть поступает для хранения в резервуары емкостью 3000 м³ (РВС-3000). Резервуары установлены в обваловании высотой 1,7 м. Объем, образованный между внутренними откосами обвалования, равен емкости одного резервуара хранения и составляет 3000 м³.

Резервуары оборудуются газовой обвязкой, вентиляционными трубопроводами с установкой на них дыхательных клапанов повышенного давления с дисками отражателями. Для перекачки нефти из промежуточной емкости в РВС установлены погружные насосы производительностью 181,7 м³, установленными на горловинах промежуточной емкости. Слив нефти в резервуары хранения производится "под слой". В резервуарах постоянно поддерживается температура 25°С.

Попутный нефтяной газ (ПНГ), отделяемый при сепарации добываемой газодонефтяной эмульсии, утилизируется на ГТУ с производством э/энергии, оставшийся неиспользованным газ закачивается в пласт с помощью двух компрессоров мощностью до 200 тыс.м куб/сутки.

Подача электроэнергии на территорию ЦППНГ, промысел и вахтовый поселок осуществляется от ГТУ ПАЭС 2.5 МВт, одновременно работают 2 ГТУ ПАЭС 2.5 МВт, с 4 кв. вводится третья ПАЭС 2,5 МВт. Всего предполагается девять ПАЭС (2 в стадии строительства).

По трубопроводу *Коньс – Кумколь* протяженностью 72 км осуществляется перекачка подготовленной товарной нефти на головную насосно-перекачивающую станцию (ГНПС) на месторождении Кумколь. Пункт сбора нефти (ПСН), где осуществляется подогрев и учет сдаваемой в магистральный трубопровод нефти, расположен на м/р Кумколь.

Для предупреждения застывания нефти на 36 км трубопровода установлены печи подогрева нефти на дизельном топливе.

Эксплуатация нефтепромысла сопровождается образованием отходов бурения, нефтесодержащих отходов при подготовке нефти до товарного качества, отходов от эксплуатации автотранспорта и спец.техники. Обеспечение жизнедеятельности персонала сопровождается образованием отходов производства и потребления.

Анализ текущего состояния управления отходами на предприятии.

С момента образования предприятие стремится работать без аварий, реализуя план предупреждения и ликвидации аварий и защиты окружающей среды. Отходы, образующиеся в процессе эксплуатации нефтепромысла, накапливаются в специально оборудованных местах временного хранения.

Процессы добычи и подготовки нефти сопровождаются образованием отходов от бурения скважин (буровой шлам и жидкие отходы бурения); эксплуатации технологического оборудования (нефтяной шлам,

замазученный грунт); автотранспорта и спецтехники, характеризующихся разнообразием физико-химических свойств и состояний.

На отходы производства и потребления, отходы бурения, нефтесодержащие отходы, ТБО, разработаны паспорта опасных отходов и зарегистрированы ГУ Департамент экологии по Кызылординской области.

Отходы производства и потребления, отходы бурения, нефтесодержащие отходы, ТБО предприятия относятся к двум уровням опасности, в соответствии с Базельской конвенцией о контроле трансграничной перевозки опасных отходов и их удалением:

Янтарному списку отходов - индекс А;

Зеленому списку отходов - индекс G.

В паспортах отражена основная информация об отходах: наименование, перечень опасных свойств, состав, токсичность и меры предосторожности при обращении с отходами, рекомендуемый способ переработки или удаления отходов. Отходы бурения, нефтесодержащие отходы, ТБО, производства и потребления принимаются на переработку при наличии паспорта опасности.

Отходы нефтепромысла делятся на отходы бурения и нефтесодержащие отходы (нефтешлам и замазученный грунт).

Отходы бурения утилизируются методом вылежки и осреднения с получением грунта, используемого для отсыпки основания внутрипромысловых дорог и ликвидации техногенных выработок. Для переработки отходов бурения в бортовой части карьера обустроивается площадка, куда сливаются отходы бурения:

- площадка вылежки и осреднения бурового шлама.

Жидкие отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР) и буровые сточные воды (БСВ), согласно условий контракта, являются собственностью буровой компании, осуществляющей бурение нефтяных скважин (ТОО СИБУ – Кызылорда, НефтьТехСервис и др.).

Нефтесодержащие отходы (нефтешлам и замазученный грунт) передаются специализированным организациям.

Основными источниками бытовых отходов являются офисные и бытовые помещения, столовая и жилые помещения для обеспечения жизнедеятельности персонала нефтепромысла Коныс-Бектас.

Для временного размещения коммунально-бытовых отходов (ТБО) обустроены площадки с установкой контейнеров сбора и временного хранения отходов, отходы а/транспорта накапливаются на обустроенных твердым покрытием площадках временного хранения. При эксплуатации объектов нефтепромысла, нефтеналивного терминала, офиса образуются

отходы производства и потребления, накапливаемые в местах временного хранения:

- отработанные люминесцентные лампы – стеллаж склада;
- твердые бытовые отходы – контейнерные площадки;
- строительные отходы – площадки с твердым покрытием;
- промасленная ветошь - контейнер;
- отработанные аккумуляторы – стеллаж склада;
- автошины - площадка хранения базы;
- отработанные масла - металлические бочки площадка хранения базы;
- пластиковые и металлические бочки из-под хим.реагентов;
- остатки химреагентов, утративших потребительские свойства;
- отработанная офисная техника – складские помещения;
- огарки электродов - контейнер.

Количество буровых отходов, образующихся в 2017 - 2022 году

№	Место ождения	Годы					
		Количество бурового шлама при бурении 1 скважины, т	Количество отработан. бурового раствора при бурении 1 скважины, т	Количество буровых сточных вод при бурении 1 скважины, т	Ежегодно на период 2017 - 2022		
					Количество бурового шлама, т	Количество буровых сточных вод, т	
1	Коньс	149,739	45,74	81,316	1497,39	457,4	813,16
2	Бектас	130,287	38,322	68,116	651,435	191,61	340,58
	Итого	280,026	84,062	149,432	2148,825	649,01	1153,74

* Буровые сточные воды образуются на заключительном этапе бурения скважин, содержат остатки глинистого раствора от промывки ствола скважин, являются собственностью буровой компании и передаются на утилизацию специализированным предприятиям как сточные воды, не требуют разработки паспорта опасных отходов.

**Отработанный буровой раствор, согласно условий контракта, является собственностью буровой компании.

Буровой шлам утилизируется в дорожно-строительный материал путем смешивания с песчано-гравелистым грунтом на мобильной площадке переработки бурового шлама в отработанной части карьера ТОО СП КАМ.

*на период нормирования увеличение количество отходов бурения не планируется

Переработка отходов бурения: буровой шлам после вылежки и осреднения с гравелистым грунтом, использован для отсыпки основания внутри- и межпромысловых дорог на месторождениях.

Выбор методов переработки отходов бурения путем вылежки и осреднения с гравелистым грунтом определен использованием инновационных технологий.

Состав отходов бурения

Состав отходов бурения на водной основе: бентонитовая глина, выбуренная порода, остаточное содержание хим.реагентов. Содержание загрязняющих веществ зависит от состава применяемых реагентов и может превышать предельно-допустимые концентрации для почв.

Отходы бурения нефтяных скважин согласно Классификатора отходов, относятся к Янтарному списку по уровню опасности, агрегатное состояние – шламы. Кодификация отходов бурения - N 01 03 00 // Q07 // WP1 // C81 // H12 // D5+R13 // A161 // AE 040.

Состав нефтесодержащих отходов (НСО)

- нефтешламы образуются при очистке резервуаров хранения нефти, агрегатное состояние – шламы, N 05 01 03// Q 09// W P1// C 81// H 12// D 10 +R13// A160// AE030;

- замазученный грунт при авариях и проливах нефти, агрегатное состояние – твердое, N 170803//Q4//WS17//C81//H4.1//D5+R14//A161//AE030

Нефтесодержащие отходы согласно Классификатора отходов, относятся к Янтарному списку по уровню опасности

Отходы производства и потребления представлены:

- от эксплуатации автотранспорта и спецтехники: отработанные аккумуляторы; масла, автошины, промасленная ветошь;

- твердо-бытовые отходы от обеспечения жизнедеятельности персонала, строительные отходы от вахтового поселка, люминесцентные лампы.

Временное хранение производственных отходов (отработанные аккумуляторы, масла, автошины, промасленная ветошь, люминесцентные лампы, металлическая и пластиковая тара) предусмотрено на специально отведенных местах и площадках (стеллажи, бочки, контейнеры).

Производственные отходы (отработанные аккумуляторы, масла, шины), образующиеся в процессе эксплуатации а/транспорта, спецтехники сдаются на переработку (утилизация) специализированным предприятиям на договорных началах. Люминесцентные лампы передаются на утилизацию.

Перечень, характеристика и масса отходов производства и потребления, передаваемых на переработку

Наименование отходов	Код отходов	Участок тех. Процесс, вид работ, где образуются отходы	Класс опасности/Уровень опасности	Нормативные объемы принимаемых на переработку отходов, т/год	Получено от других предприятий, т	Передано другим предприятиям, т	Размещение отходов	Количество, накопленное на момент проведения инвентаризации, т	Период хранения, транзитная организация	Куда передается переработанные отходы (реквизиты организации-приемщика и соответствующих документов)			
											Код операции по размещению отходов	Объем, подлежащий размещению, т/год	Нормативно допущенная территория полигона, МВХ, т
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Ртутные лампы	N200318//Q6//WM7//C26+01+10//H11//D15+R4//A161//AA100	Освещение	1	0	0	0	0,026	D15+R4	0	0,026	0,01	По мере накопления	Специализированное предприятие
Отработанные аккумуляторы	N200502//Q06//WM7+L1//C27+46//H11/D15+R4//A161//AA170	Ремонт автотранспорта	2	0	0	0	3,108	D15+R4	0	2,4	0,5	По мере накопления	Специализированное предприятие
Нефтяные лампы	N050100//Q8//WP1//C02+10+81//H11//D5+R14//A161//AE030	Чистка резервуаров и аппаратуры	3	0	0	0	812	D15+R4	0	40,0	5,5	По мере накопления	Специализированное предприятие

Замасуоч енный грунт	N050107//Q4// WS17//C81//H 4.1//D5+R14// A161//AE020	Отходы от ремонта скважин и очистки НКТ	4	0	0	0	0	0	750,0	D5+ R14	0	41,4	20	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Отработ анные масла	N130200 //Q07//W L1//C10+27+40/ H3//E2+R 14 // A 161// AC030	Ремонт автотранс порта	3	0	0	0	0	14,18	R9	0	0	12,815	10,5	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Промас ленная ветошь	N150101//Q 05//WS11//C81/ /H4.1//D05+R1 4//A 161//AD060	Обслужи вание автотранс порта	3	0	0	0	0	1,905	D5+R 4	0	0	0,16	0,1	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Строите льные отходы	N171001 //Q14//D1+R14/ /S12,17,18//C10 +C15//H12//A1 61//GG170	Ремонт помещ., зданий, строител. объектов	5	0	0	0	0	100,0	D5+R 4	0	0	71,4	15	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Огарки электро дов	N110401//Q10// WS9//C10//H12 //D5+R4//A161/ /GA090	Сварочны е работы	4	0	0	0	0	0,003	D5+R 4	0	0	0,0015	0,001	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Бурово й шлам	N 010300 //Q1//WP1//C02 +15+81//H12 /R14//A 161 //AE040	Буровые работы	4	3125,067	0	0	312 5,067	0	R14	0	0	68	0	По мере накоп ления	На переработку в ДСМ на площадке ТОО СП КАМ

ТБО	N 200100 // Q14 // WS12+13+17+ 18// C10+C81 // H 4.1 //D5// A161 // GO 060	Офисные и бытовые отходы	5	0	0	0	0	0	141,55	D5	0	10,8 т в холодно е время года; 3,6 т в теплое время года	3,6	1 раз/су т в тепло е время, 1 раз/3 сут в холод ное время	Специализирова нное предприятие
Отработ анные автоши ны	N200402 //Q06//WS18//C 10+C81// H4.1//R13 //A 161//GK020	Ремонт автогранс порта	4	0	0	0	0	3,33	R14	R14	0	7,2	5,5	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Бочки пластик овые	N150206 //Q5//WS//C81// H4.1//R14// A161//GH012	Буровые работы	4	0	0	0	0	7,3	R14	R14	0	2,57	2,0	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Бочки металли ческие	N150206 //Q5//WS//C10// H12// E2+R4//A161// GA070	Буровые работы	4	0	0	0	0	12,3	R14	R14	0	2,0	2,0	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Остатки химреаг ентов	N160202 //Q8//WS//C81+ C37//H12//D5+ R14//A161//AC 250	Добыча нефти	4	0	0	0	0	10,0	D5+R 14	D5+R 14	0	5,0	5,0	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие

Ограб анная офисная техника	N200303//Q6// WS6+12+13// C18+19+40//H1 2//R14// A161//GG020	4	0	0	0	0	0,302	R14	0	0,15	0,15	По мере накоп ления	Специализирова нное предприятие
Осадок КОС хоз- бытовые х сточны х вод	N200704 //Q9//WS15+P5 //C15+C37//H6. 1//R10//A161// GO061	4	6,57	0	6,57	0	0	R14	0	3,285	3,285	По мере накоп ления	Очистные сооружения ТОО СП КАМ

Программа управления производственными отходами заключается в организации мест временного хранения и в контроле за своевременным вывозом отходов специализированными организациями.

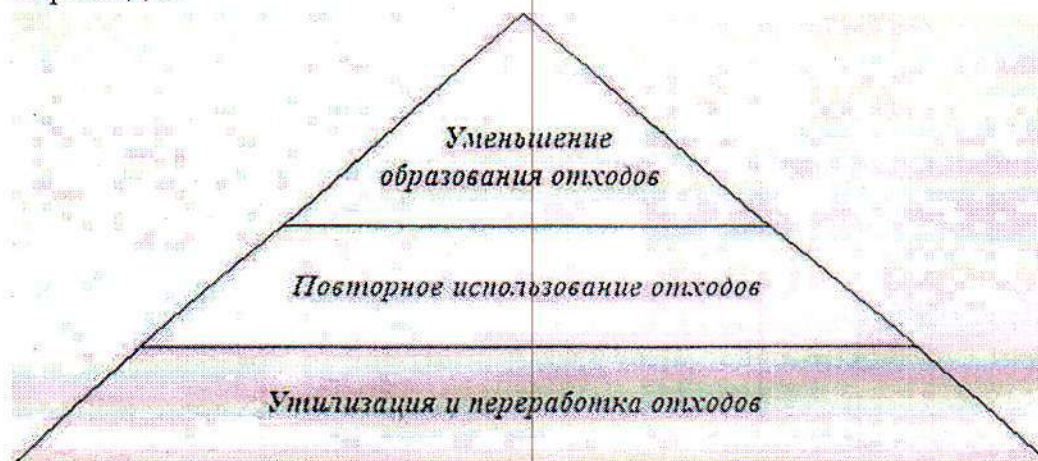
На территории вахтового поселка для сбора твердых бытовых отходов (ТБО) от жизнедеятельности персонала установлены контейнеры.

На территории производственной базы расположены площадки хранения автошин, строительных отходов, навес для размещения бочек с отработанным маслом.

Цели и задачи Программы

В основе системы управления отходами лежат законодательные требования РК и международные стандарты в области управления отходами.

Процесс комплексного управления отходами представлен в виде пирамиды.



Первая ступень - уменьшение образования отходов. Это будет достигаться улучшением рабочих процессов и своевременной заменой материалов и оборудования, а также ежегодной инвентаризацией образования отходов и составлением прогноза их образования.

Вторая ступень - повторное использование отходов. Для отходов, образованных в результате технологических процессов (основных и вспомогательных) необходимо проработать возможность повторного использования.

Третья ступень - утилизация и переработка отходов. Отходы, не используемые повторно, передаются на утилизацию сторонним организациям.

Задачи Программы - определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием объемов (этапов) работ в рамках планового периода.

В плане мероприятий предусмотрены конкретные меры по реализации Программы и указаны исполнители, сроки реализации.

Система управления отходами ТОО СП «КАМ» ориентирована на сбор, временное хранение и утилизацию отходов. Переработанные отходы бурения и нефтедобычи используются как дорожно-строительные материалы в основании внутрипромысловых дорог. Отходы производства и потребления, отходы от эксплуатации а/транспорта, спецтехники передаются на утилизацию специализированным организациям.

Показатели - ожидаемые результаты от реализации Программы

Снижение негативного влияния отходов на окружающую среду – организация мест временного хранения с объемом накопления в количестве, соответствующем объему транспортировки, своевременный вывоз отходов.

Внедрение системы контроля и объективного учета отходов – назначение ответственных лиц, контролирующих процессы образования отходов, осуществляющих учет объемов временного хранения и передачу на утилизацию, введение журналов учета образования отходов каждой службой (электрическая, механическая и технологическая службы).

Нормативы размещения (временного хранения) отходов производства и потребления на 2017 - 2022 годы

Наименование отходов	Образование, т/год	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/год
Всего	4011,399	-	1856,004
<i>Янтарный уровень опасности</i>			
Отработанные люм. лампы	0,026	-	0,026
Отработанные аккумуляторы	3,108	-	3,108
Нефтешлам	812,0	-	812,0
Замазученный грунт	750,0	-	750,0
Отработанные масла	14,18	-	14,18
Промасленная ветошь	1,905	-	1,905
Буровой шлам	2148,825	-	-
Остатки химреагентов	10,0	-	10,0
Всего:	3740,044		1591,219
<i>Зеленый уровень опасности</i>			
Огарки электродов	0,003	-	0,003
Отр. автошины	3,33	-	3,33
Твердо-бытовые отходы	141,55	-	141,55
Металлические бочки	12,3	-	12,3

Пластиковые бочки	7,3	-	7,3
Строительные отходы	100,0	-	100,0
Осадок КОС хозяйственных сточных вод	6,57	-	-
Отработанная офисная техника	0,302	-	0,302
Всего:	271,355	-	264,785

4. Необходимые ресурсы и источники их финансирования.

Источником финансирования мероприятий Программы по управлению отходами являются собственные средства предприятия.

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 табл. 5.1.

План мероприятий по реализации программы управления отходами ТОО СП «КуагАмлонМунай» на 2017-2022 гг

№ п/п	Мероприятия	Показатель (качественный/количественный)	Форма завершения	Ответственные за исполнение	Срок исполнения	Планируемая сумма (млн тенге)	Источники финансирования
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Утилизация отходов Янтарного уровня опасности (отходы бурения)	Передача на утилизацию жидких отходов бурения	Акт выполненных работ	Ответственный исполнитель, назначенный директором предприятия	2017-2022 гг	22,25	Собственные средства предприятия
1.1	НСО (нефешлам, замазученный грунт)	Передача на утилизацию	Акт выполненных работ	Ответственный исполнитель, назначенный директором предприятия	2017-2022 гг	36,76	Собственные средства предприятия
1.2	люм. лампы аккумуляторы и др. отходы)	Передача на утилизацию	Акт выполненных работ	Ответственный исполнитель электр. и механ. службы	2017-2022 гг	0,65	Собственные средства предприятия
2	Передача на утилизацию отходов Зеленого уровня опасности	Передача на утилизацию	Акт выполненных работ	Ответственный исполнитель, назначенный директором	2017-2022 гг	1,05	Собственные средства предприятия

	(отходы производства и потребления).				предприятия			
3	Закрепление ответственных лиц за содержание мест временного хранения отходов	Содержание мест временного хранения отходов производства и потребления	Наглядность мониторинга управления отходами	Ответственный исполнитель, назначенный директором предприятия	2017-2022 гг	0,8	Собственные средства предприятия	
4	Ведение учета переданных на утилизацию отходов	Контроль учета отходов	Наглядность мониторинга управления отходами	Ответственный исполнитель, назначенный директором предприятия	2017-2022 гг	0,7	Собственные средства предприятия	
5	Повышение квалификации специалистов, занимающихся экологическим просвещением и пропагандой	Позволит повысить квалификацию работников	Аттестация специалистов - экологов	Ответственный исполнитель, назначенный директором предприятия	2017 г	0,3	Собственные средства предприятия	