

ТОО СП «КУАТАМЛОНМУНАЙ»
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»



ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА
ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
К «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КОНЫС
ПО СОСТОЯНИЮ НА 01.01.2024г.»

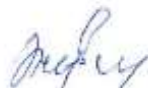
Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»



г. Актау
2024 г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы ООС



Жубатова К.

Старший специалист службы ООС



Сизиков В.Ю.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	12
1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности	12
1.1.1. Общая информация о месторождении	12
1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ	14
1.1.3. Характеристика гидрографического строения района работ	18
1.1.3.1. Поверхностные воды	18
1.1.3.2. Подземные воды	19
1.1.4. Характеристика геологического строения	23
1.1.4.1. Тектоническая характеристика	27
1.1.5. Характеристика почвенного покрова	36
1.1.6. Характеристика растительного покрова	38
1.1.7. Характеристика видового состава животных	40
1.1.8. Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия	42
1.2. Описание состояния окружающей среды	43
1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха	43
1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод	44
1.2.3. Современное состояние почвенного покрова	45
1.2.4. Радиационный контроль	46
1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	46
1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности	50
1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	51
1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	55
1.5.1. Обоснование выделения объектов разработки	55
1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки	58
1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки	60
1.5.4. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	74
1.5.4.1 Действующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции	74
1.5.4.2 Существующая система подготовки и сдачи продукции скважин	76
1.5.4.3 Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, промыслового транспорта и подготовки добываемой продукции	82
1.5.4.4 Нормативы технологических потерь нефти при добыче	85
1.5.5. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа	85
1.5.6. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента	87
1.5.7. Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения	91
1.5.8. Состав и свойства нефти, газа и воды	98
1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий – для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом	114
1.7. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности	114

1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия	115
1.8.1. Оценка воздействия на атмосферный воздух	115
1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	115
1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ	117
1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ	131
1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов	132
1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны	133
1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух	133
1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	134
1.8.2. Оценка воздействия на водные ресурсы	136
1.8.2.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	136
1.8.2.2. Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	136
1.8.2.3. Водный баланс объекта	136
1.8.2.4. Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды	138
1.8.2.5. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	140
1.8.3. Оценка воздействия на недра	140
1.8.3.1. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности	140
1.8.3.2. Запасы нефти и растворенного газа	151
1.8.3.3. Оценка воздействия на недра, геологическую среду	155
1.8.4. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	158
1.8.4.1. Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта	158
1.8.4.2. Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	160
1.8.4.3. Организация экологического мониторинга почв	162
1.8.5. Оценка воздействия на растительность	163
1.8.5.1. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	163
1.8.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	163
1.8.5.3. Обоснование объемов использования растительных ресурсов	164
1.8.5.4. Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность	165
1.8.5.5. Ожидаемые изменения в растительном покрове	165
1.8.5.6. Предложения по мониторингу растительного покрова	165
1.8.6. Оценка воздействия на животный мир	165
1.8.6.1. Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных	166
1.8.6.2. Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	167

1.8.6.3. Предложения по мониторингу животного мира	169
1.8.7. Оценка физических воздействий на окружающую среду	170
1.8.7.1. Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	170
1.8.7.2. Тепловое излучение	170
1.8.7.3. Электромагнитное излучение	173
1.8.7.4. Шумы	176
1.8.7.5. Вибрация	182
1.8.7.6. Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения	185
1.8.7.7. Мероприятия по снижению радиационного риска	187
1.8.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности	188
1.8.8.1. Виды и объемы образования отходов	188
1.8.8.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	194
1.8.9. Рекомендации по управлению отходами	195
2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	199
2.1. Социально-экономические условия Кызылординской области	199
2.2. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	199
2.3. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	205
2.4. Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование	205
2.5. Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)	206
2.6. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности	206
2.7. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности	207
3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	208
3.1. Технологические показатели вариантов разработки	208
3.2. Экономические показатели разработки	210
3.3. Техничко-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	212
4. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	216

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнение отдельных работ).....	216
4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	216
4.3. Различная последовательность работ	216
4.4. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	218
4.5. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	218
4.6. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	223
4.7. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду....	224
5. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	225
5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	225
5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды	225
5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	225
5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	226
5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту...	226
6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	227
6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности	227
6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	227
6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	228
6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	232
6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)	236
6.6. Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	237
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	238
7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	240

7.1. Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	240
7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невообновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)	241
8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	242
9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	245
10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	247
11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ	248
11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности	248
11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него.....	248
11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	250
11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	250
11.5. Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду	252
11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	255
11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека.....	257
11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями.....	258
12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ	261
12.1. Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух	261

12.2. Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий.....	262
12.3. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения	263
12.4. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр.....	264
12.5. Мероприятия по снижению радиационного риска.....	265
12.6. Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы	266
12.7. Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания	269
12.8. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир	270
12.9. Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов	271
12.10. Мероприятия по управлению отходами.....	271
13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	274
13.1. Основные определения по биологическому разнообразию	274
13.2. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности	275
13.3. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие.....	277
14. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	279
14.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	279
14.2. Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	282
14.3. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений.....	284
14.4. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду	288
15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА.....	293
16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	294
17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	296
18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	300
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ.....	301
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	302
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	316
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА РАССЕИВАНИЯ.....	451
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ	455
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ	456
ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ.....	465

ВВЕДЕНИЕ

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2024г.» разработан в рамках договора, заключенного между ТОО СП «Куатамлонмунай» и ТОО «Проектный институт «OPTIMUM».

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ) выполнен ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM», г. Актау, имеющим лицензию Министерства охраны окружающей среды РК 01678Р № 14009881 от 12.07.2014 года.

Заказчиком на проектирование выступает ТОО СП «Куатамлонмунай».

Цель проекта - совершенствование и обоснование рациональной системы разработки месторождения Коныс. В связи с этим были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения и проанализировав технико-экономическую, социальную и экологическую сферы был выбран наиболее выгодный вариант разработки месторождения.

Основная цель – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды (ОС), анализ изменения качества ОС при реализации проектных решений с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

Для организации процесса выявления возможных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду в ходе оценки воздействия на окружающую среду инициатор намечаемой деятельности подает в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды заявление о намечаемой деятельности.

Настоящий «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» к «Проекту разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2024г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду.

Разработка «Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду», 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 реализации намечаемой деятельности.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ25VWF00172562, от 03.06.2024г., согласно которого, оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

Оценка воздействия на окружающую среду – процесс выявления, изучения,

описания и оценки на основе соответствующих исследований возможных существенных воздействий на окружающую среду при реализации намечаемой деятельности, включающий в себя стадии, предусмотренные статьей 67 ЭК РК.

Организация экологической оценки включает организацию процесса выявления, изучения, описания и оценки возможных прямых и косвенных существенных воздействий (далее – существенные воздействия) реализации намечаемой и осуществляемой деятельности или разрабатываемого Документа на окружающую среду.

На этапе отчета о возможных воздействиях приведена характеристика природной среды в районе деятельности предприятия, рассмотрены основные направления хозяйственного использования территории и определены принципиальные позиции согласно, статьи 72 ЭК РК.

«Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду» включает следующие разделы:

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности в рамках проекта разработки;
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района проведения работ;
- 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;
- Ориентировочные объемы выбросов загрязняющих веществ и объемы образования отходов;

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;

- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности

1.1.1. Общая информация о месторождении

В географическом отношении месторождение Коныс расположено в юго-западной части Торгайской низменности, в административном отношении находится на территории Сырдарьинского (бывшего Теренозекского) района Кызылординской области Республики Казахстан.

Административный центр г. Кызылорда находится в 120 км к югу от месторождения и связан железной дорогой с промышленными центрами страны. Ближайшими населенными пунктами, являются г. Джебказган и станция Жусалы, которые находятся на расстоянии, соответственно, 280 км к северо-западу и 90 км к юго-западу от месторождения, также пос. Теренозек, находящийся на расстоянии около 95,3 км (рис. 1.1.1).

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на юге месторождения Бектас, Аксай, на востоке месторождение Нуралы и Кумколь, расположенное в 70 км на юго-восток, нефть с которого по трубопроводу Кумколь-Каракойн доставляется до магистрального нефтепровода Павлодар-Шымкент.

В орографическом отношении район месторождения представляет равнину с редкими замкнутыми котлованами, занятыми солончаками или такырами с отметками рельефа 150-200 м над уровнем моря. Почвенный покров месторождения и прилегающих к нему территорий включает следующие почвы: серо-бурые суглинистые, серо-бурые субпесчаные защебенные, солонцы, пески.

Климат района резкоконтинентальный со значительными колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (около 100 – 150 мм за год), выпадающие в основном в весенне-зимний период, снежный покров незначителен. Максимальные температуры летом до плюс 40⁰С, минимальные зимой до минус 40⁰С. Преобладающее направление ветров в летнее время – западное и юго-западное, в остальное время года – северное и северо-восточное.

Растительный мир представлен исключительно травами, в основном полынью, верблюжьей колючкой и т.д. Из крупных животных встречаются волки, лисы, сайгаки, которые периодически приходят в эти места из южных районов.

Гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Для технического водоснабжения используются артезианские воды из сенон-туронских отложений с минерализацией до 3 г/л из гидрогеологических скважин, пробуренной на

территории вахтового поселка. Для питьевого водоснабжения используется эта же вода после предварительного опреснения на установке.

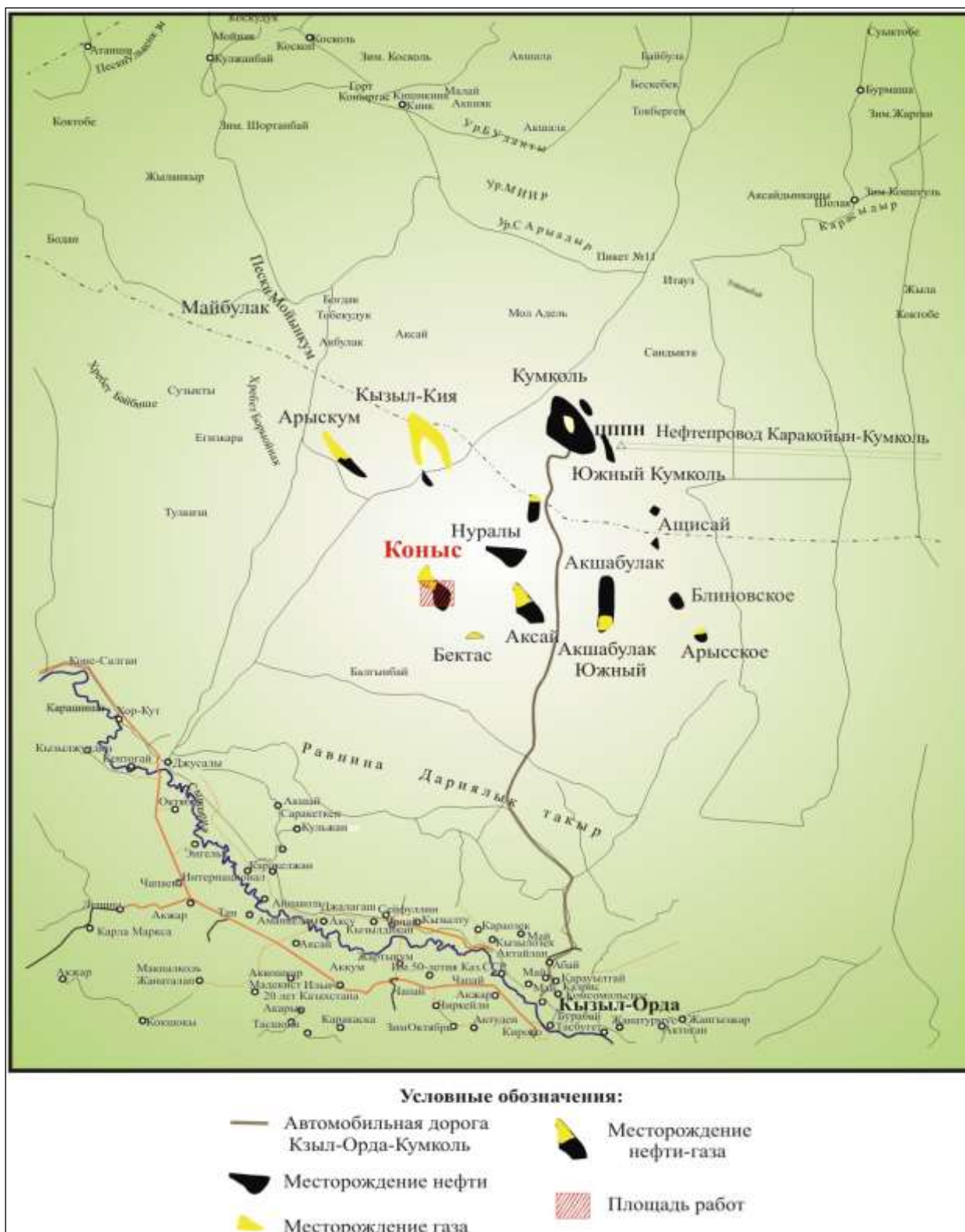


Рисунок 1.1.1 - Обзорная карта района расположения работ

Источники электроснабжения отсутствуют. Электроснабжение месторождения осуществляется газопоршневыми установками (ГПУ).

Дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами. Доставка персонала

промысла осуществляется автотранспортом из г. Кызылорды.

1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ

Климатические условия.

Климат района - резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (10 мм в год) и засушливым летом. Максимальные температуры летом плюс 30-35^оС, минимальные зимой минус 38-40^оС.

Характерны сильные ветры: летом – западные и юго-западные, в остальное время года – северные и северо-восточные. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время часто метели и бураны.

Годовое количество осадков до 150 мм, выпадающих в основном, в зимне-весенний сезон.

Температурный режим.

Зима – умеренно холодная, малоснежная и короткая. Устойчивые морозы наблюдаются со второй половины ноября до конца февраля. В зимние месяцы возможны оттепели, с повышением температуры воздуха до 10^оС.

Весна продолжается с середины марта до середины мая, теплая с неустойчивой погодой. По ночам до середины апреля обычно заморозки. В весенние месяцы выпадает наибольшее количество осадков в виде дождей.

Лето – сухое, жаркое и продолжительное (середина мая – середина сентября). Дожди кратковременные, ливневого характера, бывает очень редко, преимущественно в июне. Относительная влажность воздуха днем падает до 30%, ночью около 56%. Летом часто суховей, во время которых возникает явление мглы, когда видимость не превышает 1 км, а иногда снижается до нескольких сотен метров.

Осень (сентябрь - первая половина ноября) в первой половине теплая, во второй прохладная. В конце сентября начинаются ночные заморозки.

Влажность воздуха.

В летнее время сильная жара в сочетании с частыми ветрами осушает нижние слои атмосферы, в результате чего создается большой дефицит влаги, достигающей 25-28 миллибар. Дефицит влаги обуславливает интенсивное испарение с водной поверхности и грунтовых вод в местах не глубокого залегания. Испарение с открытой водной поверхности составляет 1478 мм, испарение с поверхности почвы – 100 мм в год. Среднегодовая влажность воздуха составляет 56%, ее наибольшее значение достигается в холодное время года (78%), с ростом температуры влажность воздуха падает до 38%.

Снежный покров.

Устойчивый снежный покров наблюдается не каждый год, его высота редко превышает 15 см. Продолжительность периода с устойчивым снежным покровом – 60-51 дней, сход снежного покрова происходит в марте.

Ветер.

Господствующими направлениями ветра в районе являются восточные, северо-восточные ветры, со средней скоростью 4.5 м/с. Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штиля по данным метеостанции Жусалы отражена на рисунке 1.1.2.1.

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 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 2,5месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60мм.

Изучаемый регион отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137мм. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137мм, 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 представлены в таблице 1.1.2.1

Таблица 1.1.2.1

Наименование характеристики	Обозначение характеристики	Числовое значение
1	2	3
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы	A	200
Коэффициент рельефа местности	η	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °C	T _{нар(ж)}	27,8

Средняя температура наиболее холодного месяца года, °С	Тнар(х)	-10,8
Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%	U*	6
Роза направлений ветра (восьмирумбовая), %		
Румбы	Среднегодовая	
С	20	
СВ	19	
В	11	
ЮВ	4	
Ю	10	
ЮЗ	13	
З	13	
СЗ	10	

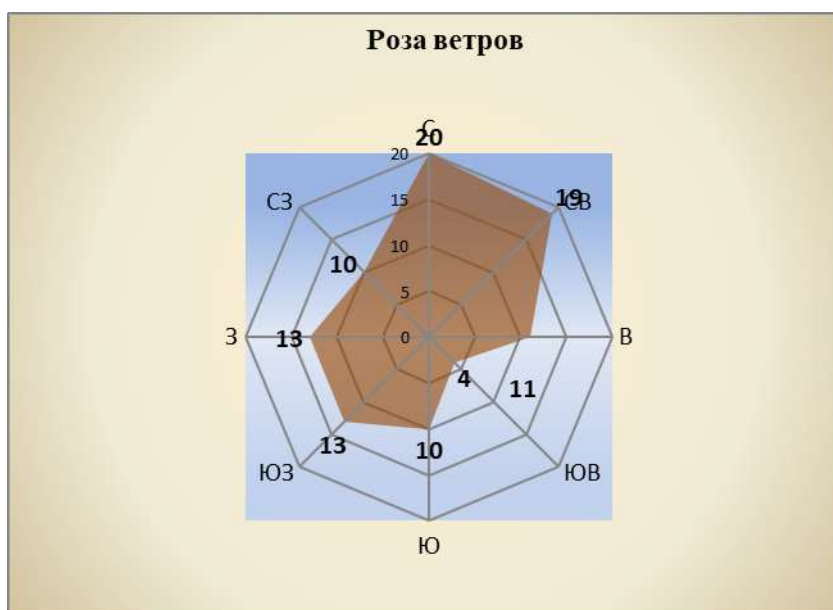


Рисунок 1.1.2.1 - Роза ветров

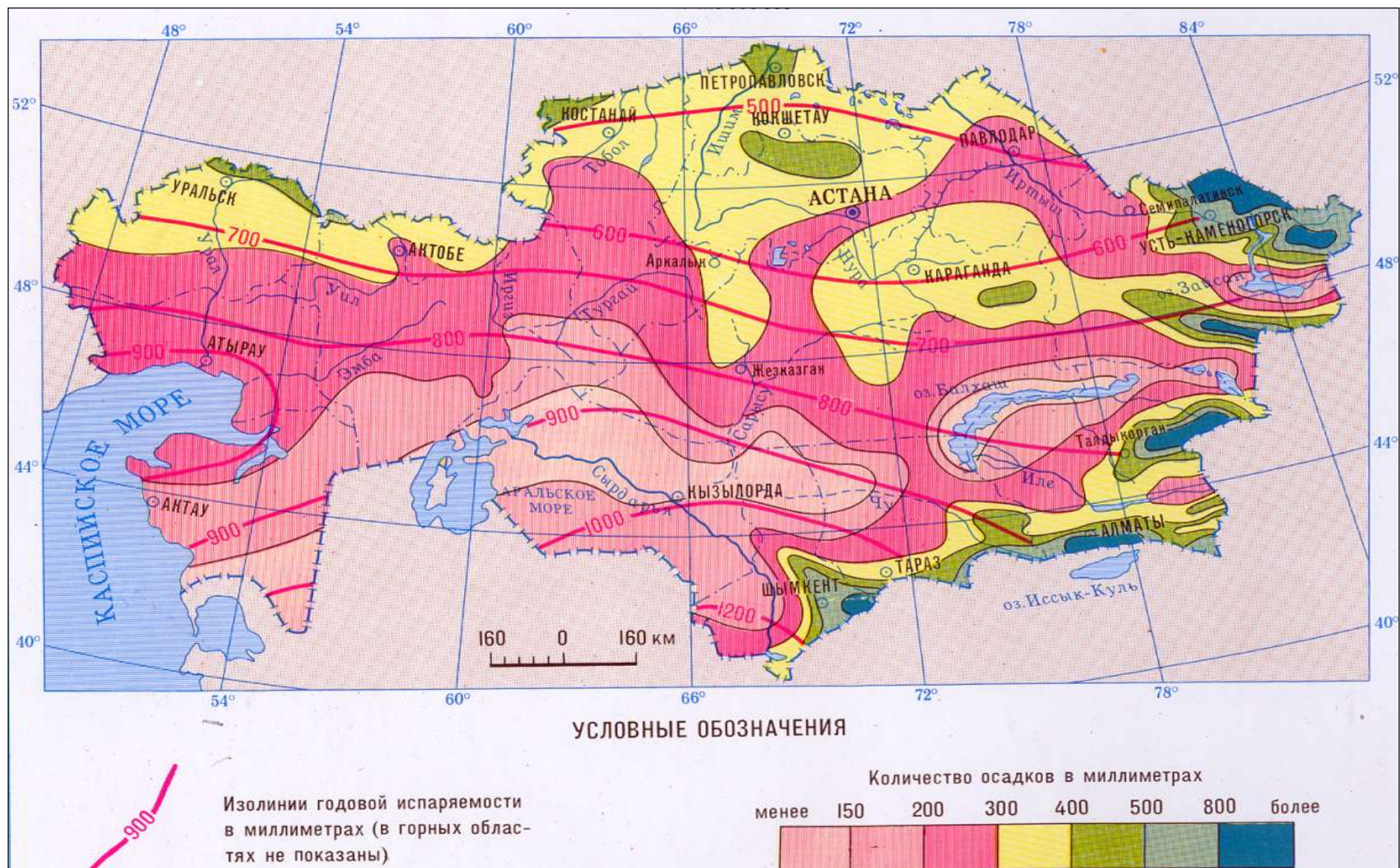


Рисунок 1.1.2.2 - Климатическая карта

1.1.3. Характеристика гидрографического строения района работ

1.1.3.1. Поверхностные воды

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.

Расстояния от месторождения Коныс до поверхностных вод (Рисунок 1.1.3.1):

- до Аральского моря 276,7 км;
- до озера Камыстыбас 238,3 км;
- до реки Сырдария 88,5 км;
- до реки Кара-Озек 71,1 км.

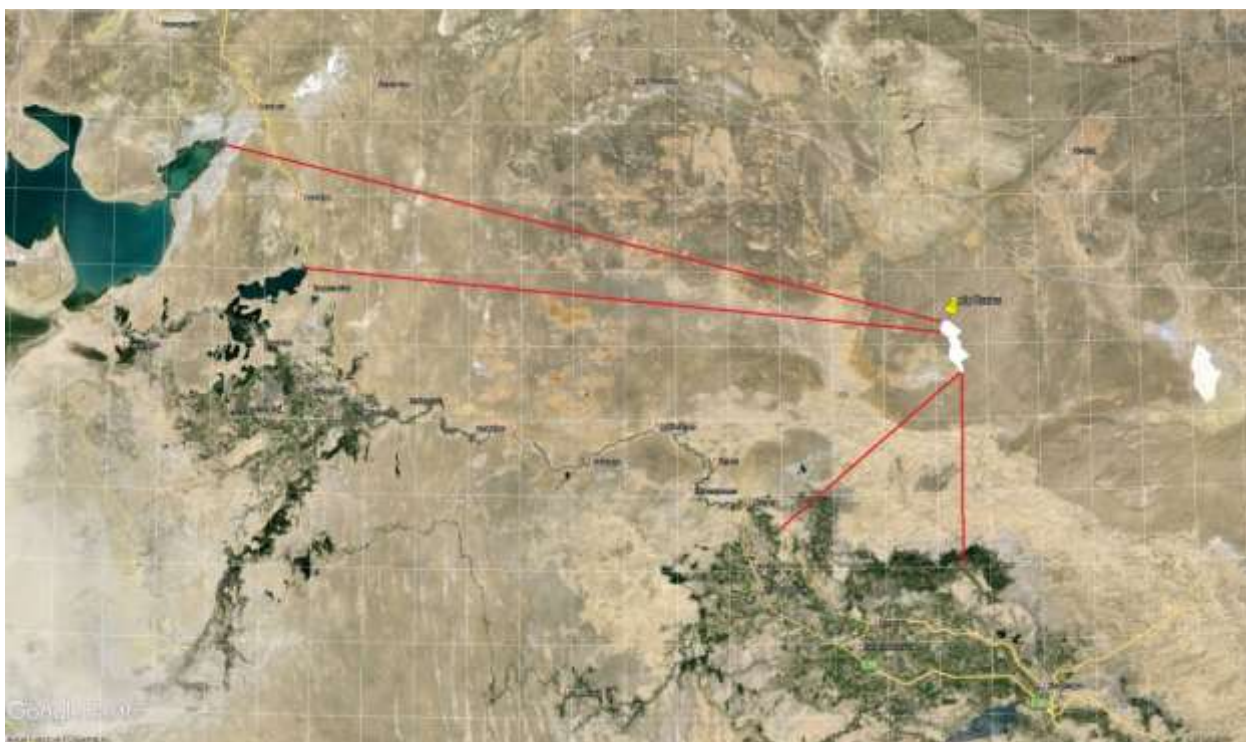


Рисунок 1.1.3.1 – Расстояние от поверхностных вод до м/р Коныс

Гидрографическая сеть и гидрологические условия района расположения участка

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.

1.1.3.2. Подземные воды

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 (аQIII) 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 (N2 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 (K2sn). 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. Водоупором служат глины туронского возраста.

Водоносный горизонт туронских отложений (K2t) в пределах территории имеет повсеместное распространение. На значительной площади выходит на дневную поверхность. Водовмещающими породами являются, преимущественно пестроцветные, мелкозернистые, слюдистые пески. Подстилаются они сероцветными глинистыми образованиями сеноманского 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 (K2s) 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 (K1al) 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 дм³ /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.

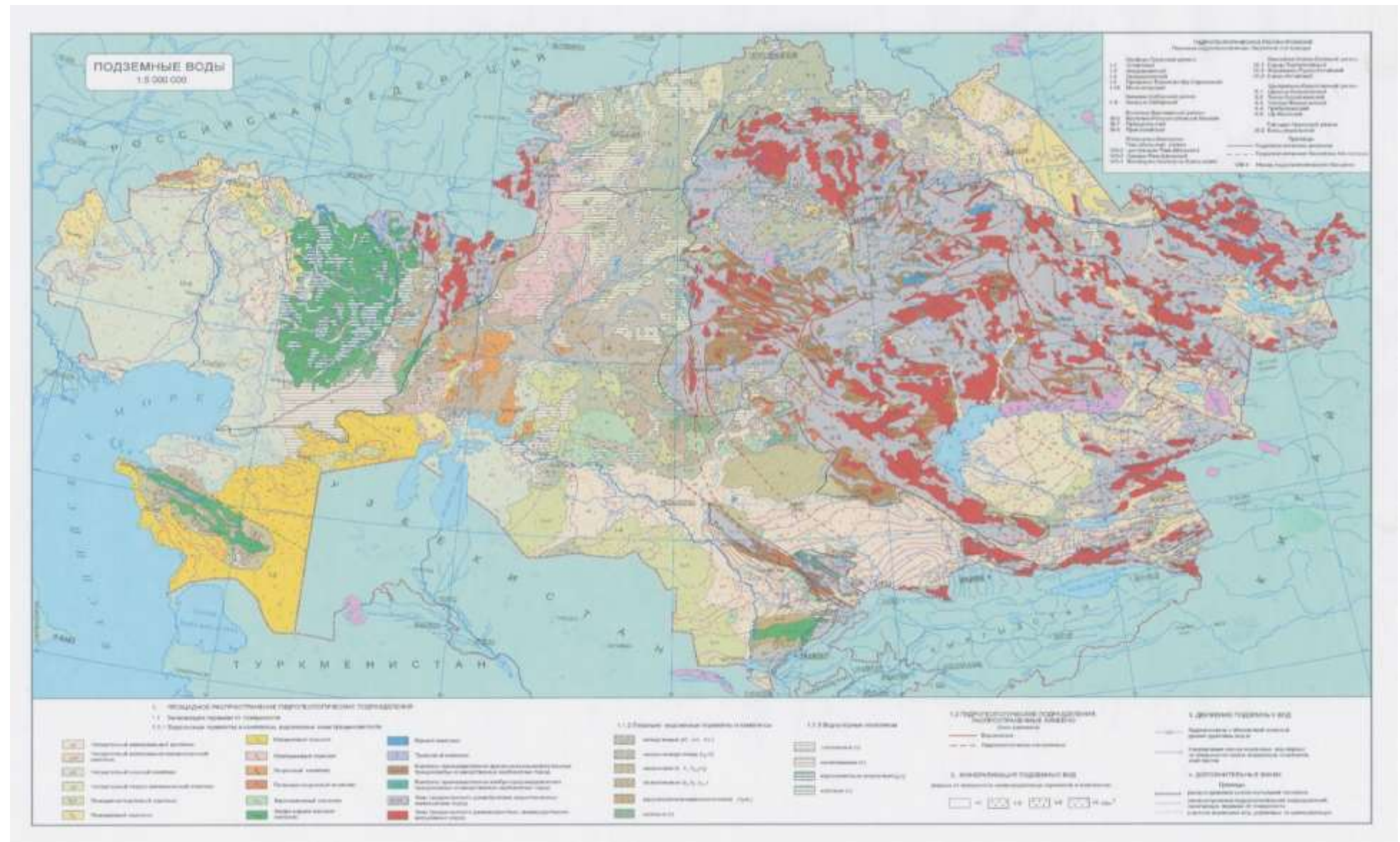


Рисунок 1.1.3.2 - Карта подземных вод

1.1.4. Характеристика геологического строения

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.

Разработанное представление о геологическом строении использовано в качестве основы для выполнения настоящего проектного документа.

По состоянию на 01.01.2024 г. на месторождении Коныс в фонде недропользователя числится 545 скважин, в том числе 274 эксплуатационных, 13 в консервации, 172 нагнетательных, 31 наблюдательных, 44 водозаборных и 11 ликвидированных.

За отчетный период 01.01.2016 г – 01.01.2024 г пробурена 21 новая скважина. В настоящей работе уточнение геологического строения проведено по данным бурения 45 скважин, 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 работы [15, 16, 19] и 21 новая скважина (326, 327, 468, 509, 536, 537, 538, 542, 543, 547, 548, 549, 553, 558, 567, 576, 577, 579, 597, 598, 599) были пробурены за период после 01.01.2016 г (после выполнения работ [16, 17]).

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.

Геологическая характеристика.

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

Домезозойское основание (фундамент -PZ)

На месторождении Коныс 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 Коныс скважинами не вскрыт, поэтому описание нижней части разреза приведено по аналогии с параметрической скважиной ИП-Бектас, пробуренной до глубины

4036 м.

Нижний отдел - J₁

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

Сазымбайская свита (J_{1s-sb}). В Арыкумском 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-ds}) в составе тиарского и батского ярусов представлена серыми разнородными 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 карагансайской свиты вскрыты скважинами 1 и 3. Вскрытая толщина изменяется от 170 до 190 м.

Верхний отдел - J₃

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_{3kt1}) 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_{3kt2}) в свою очередь расчленяется на два горизонта: нижний и верхний.

Нижний горизонт (J_{3kt2¹}) 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 ($J_3km_2^2$) сложен темно-серыми глинами и глинистыми алевролитами. Толщина верхнего горизонта от 111 м (скв. 9) до 150 м (скв. 1).

Верхнекумкольская подсвита (J_3km_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, кызылкинская, балапанская свиты, приуроченные к отложениям нижнего и верхнего отделов меловой системы.

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

Нижний отдел - K₁. 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 (арыкумский) и верхний.

Арыкумский 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 арыкумского горизонта изменяется от 3 м (скв. 48) до 47 м (скв. 355).

В кровельной части разреза арыкумского горизонта прослеживается отражающий горизонт М-II. К отложениям приурочен нефтегазовый горизонт М-II.

Верхний горизонт нижнедаульской подсвиты (K_{1nc1}^2) представлен аргиллитами красно-коричневыми, коричневыми, местами алевритистыми 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, слюдистыми, 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 алевритистыми 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 – верхне-сенонский - ярус - K_{2t2-sn_2}

Верхне-турон – верхне-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).

1.1.4.1. Тектоническая характеристика

Месторождение Коныс в тектоническом плане расположено в центральной части Арыкумской грабен-синклинали. 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 (рис. 1.1.4.1).

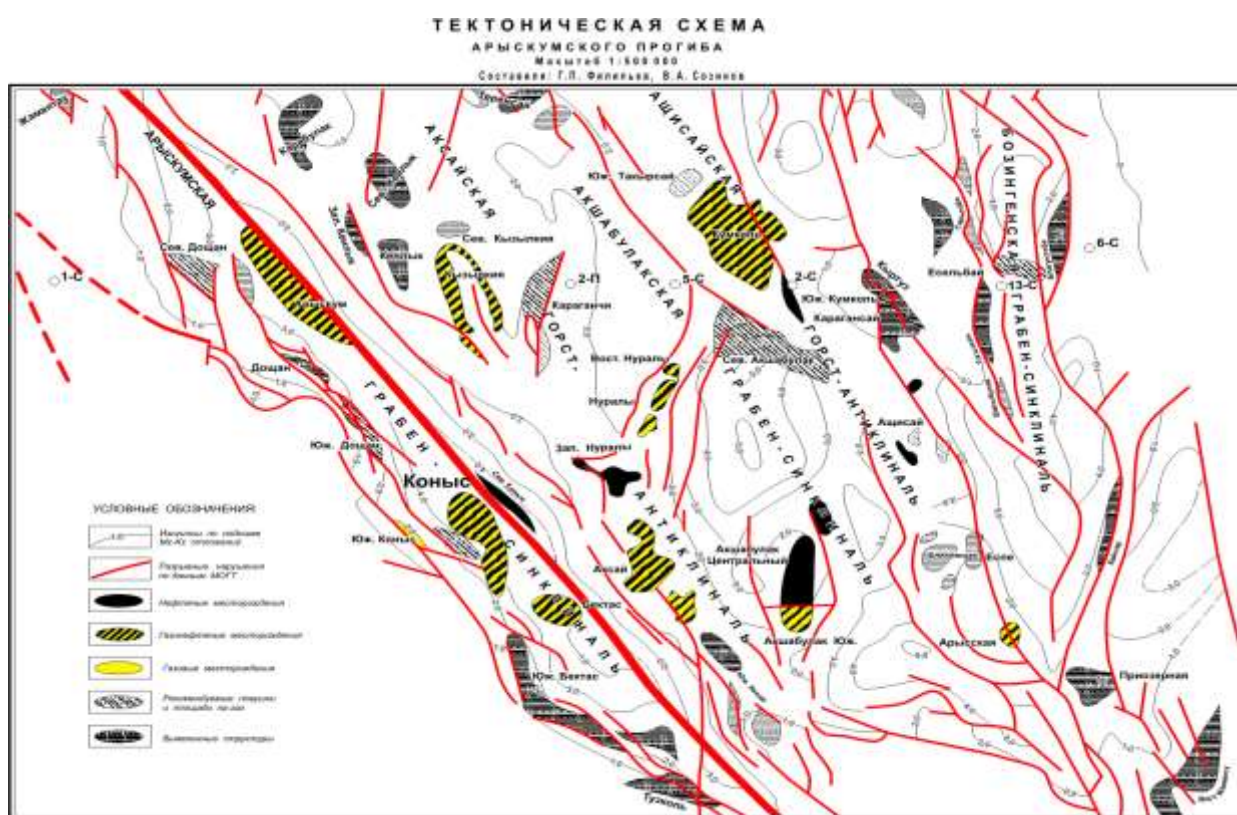


Рисунок 1.1.4.1 – Месторождение Коныс. Тектоническая схема

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 Коныс 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. 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 1435-1788м, 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.

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 -1098 м, -1091 м и так далее, 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 (рис. 1.1.4.2).

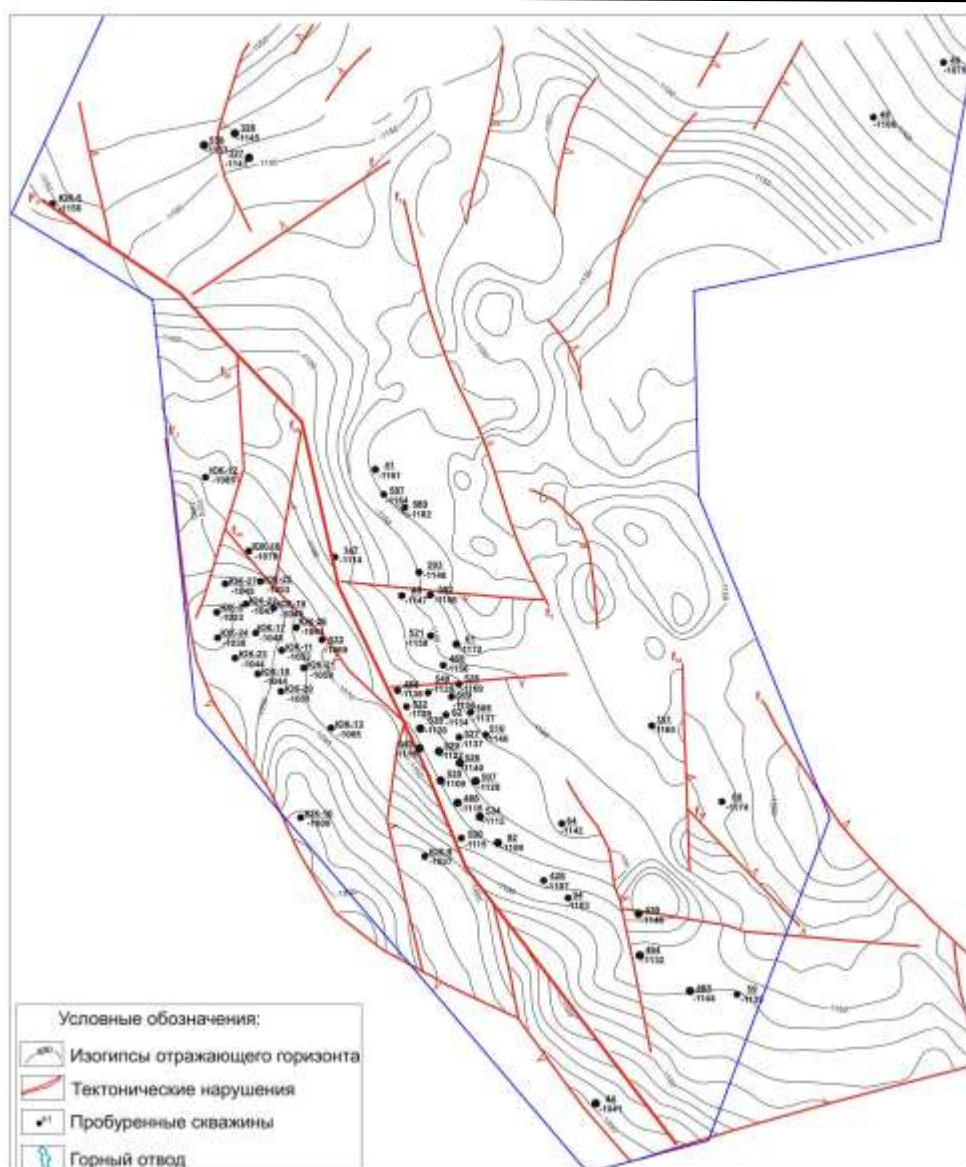


Рисунок 1.1.4.2 – Месторождение Коныс. Структурная карта по кровле отражающего горизонта Ю-0-3

По ОГ Ю-0-1 северо-восточная часть южного участка срезана зоной выклинивания юрских отложений под меловые. Минимальные отметки составляют -997,9 м, -1005,9 м и так далее, отложения в пределах контрактной территории моноклиально погружаются на северо-запад и восток до абсолютных отметок -1100 м (рис. 1.1.4.3).

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

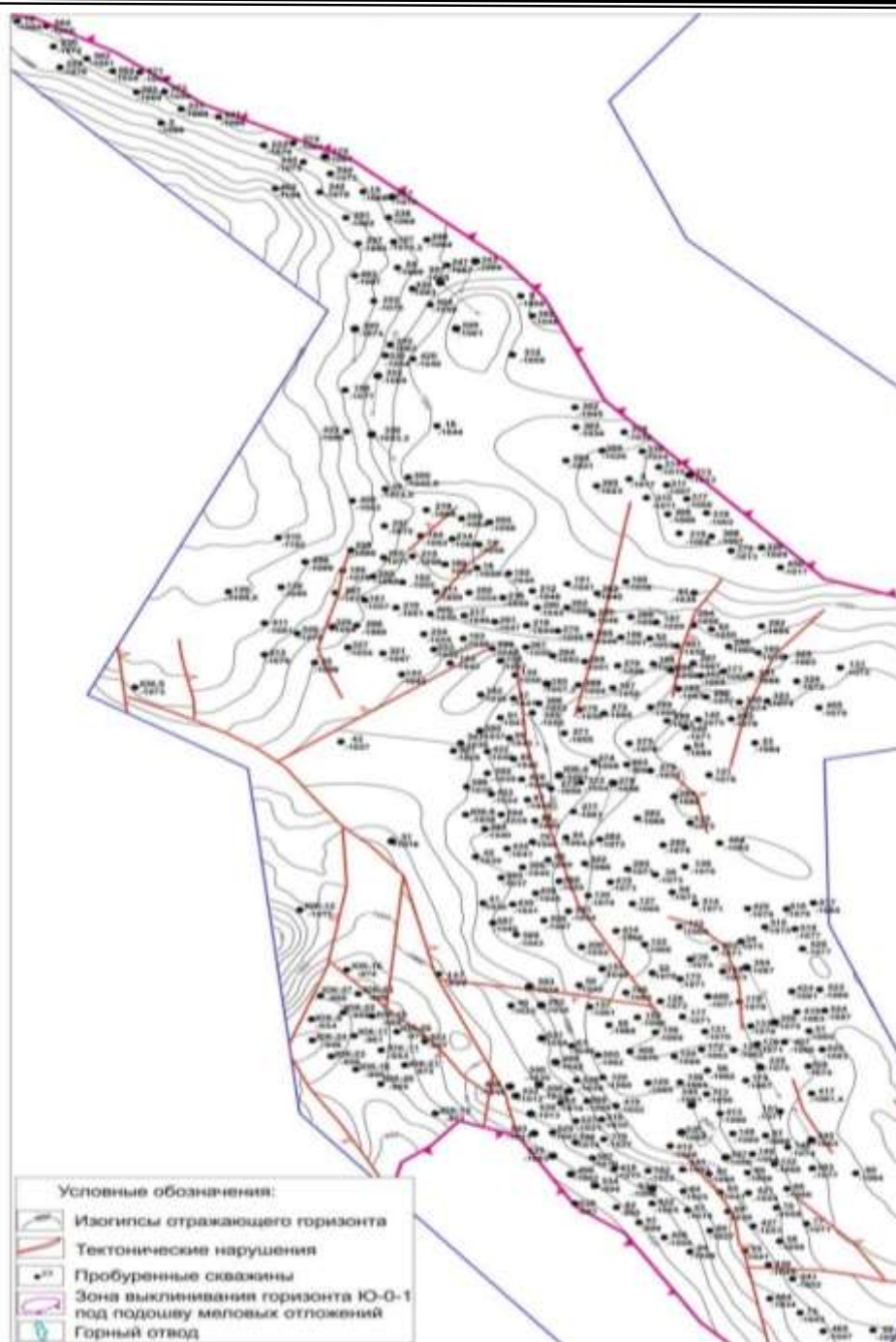


Рисунок 1.1.4.3 - Месторождение Коньсы. Структурная карта по кровле отражающего горизонта Ю-0-1

По кровле ОГ М-II, характеризующему кровлю песчаного пласта арыкумского горизонта (нижний неокм) 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 (рис. 1.1.4.4).

По ОГ М-0-3 структурный план повторяет строение ОГ М-П. 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.

На рисунке 1.1.4.5 приведены временные разрезы: по линии скважин 204, 569, 105, 224, 14, 531, по линии скважин ЮК-12, 31, ЮК-6, 87, 512, 463, 53, 323, 137, 48, 49, по линии скважин 249, 382, 312, 304, 181, 276, 185, 4, 84, 588, 591, 200, 50, 157, 120, 509, 419, 418, 92.

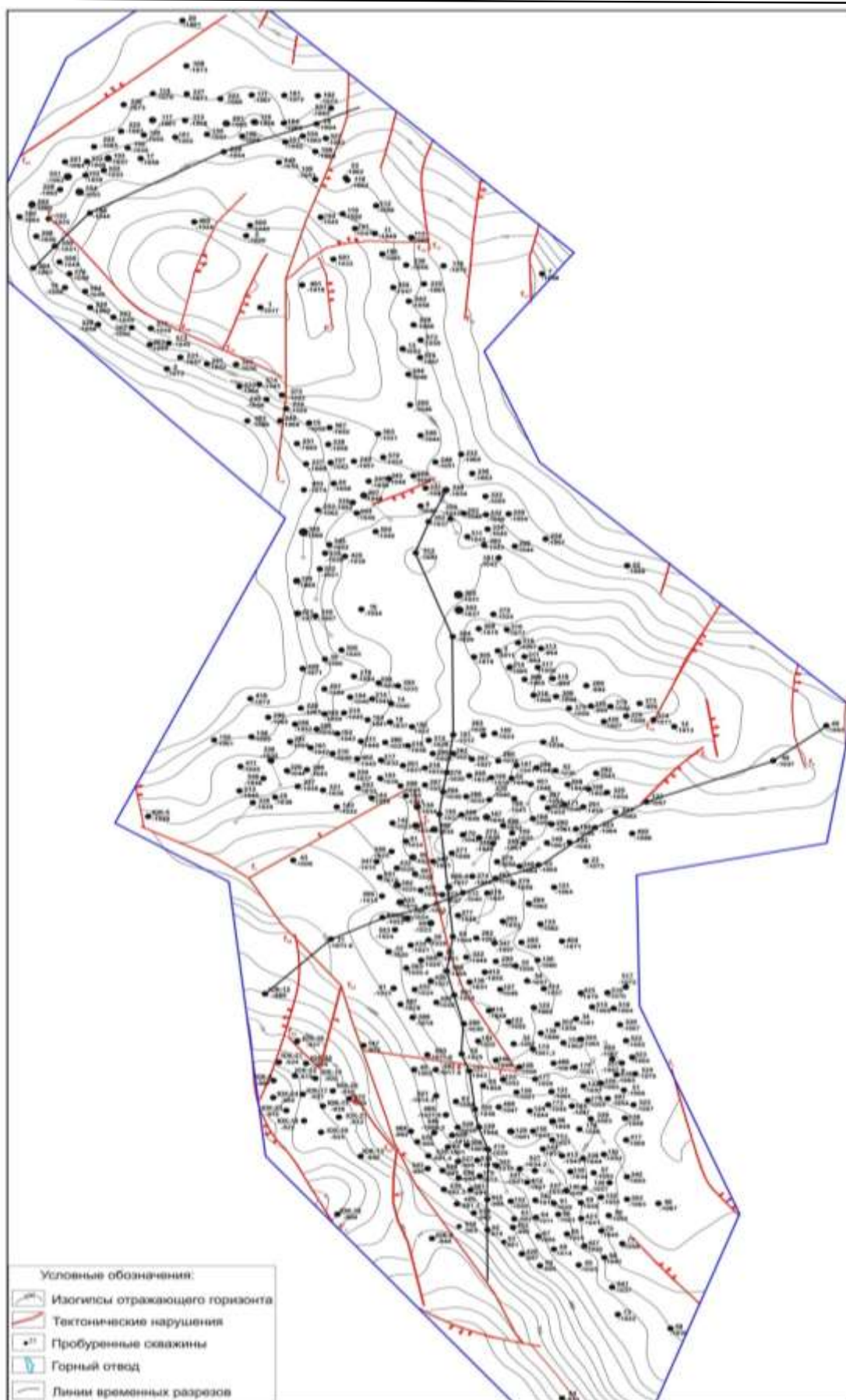


Рисунок 1.1.4.4 – Месторождение Коньес. Структурная карта по кровле отражающего горизонта М-II

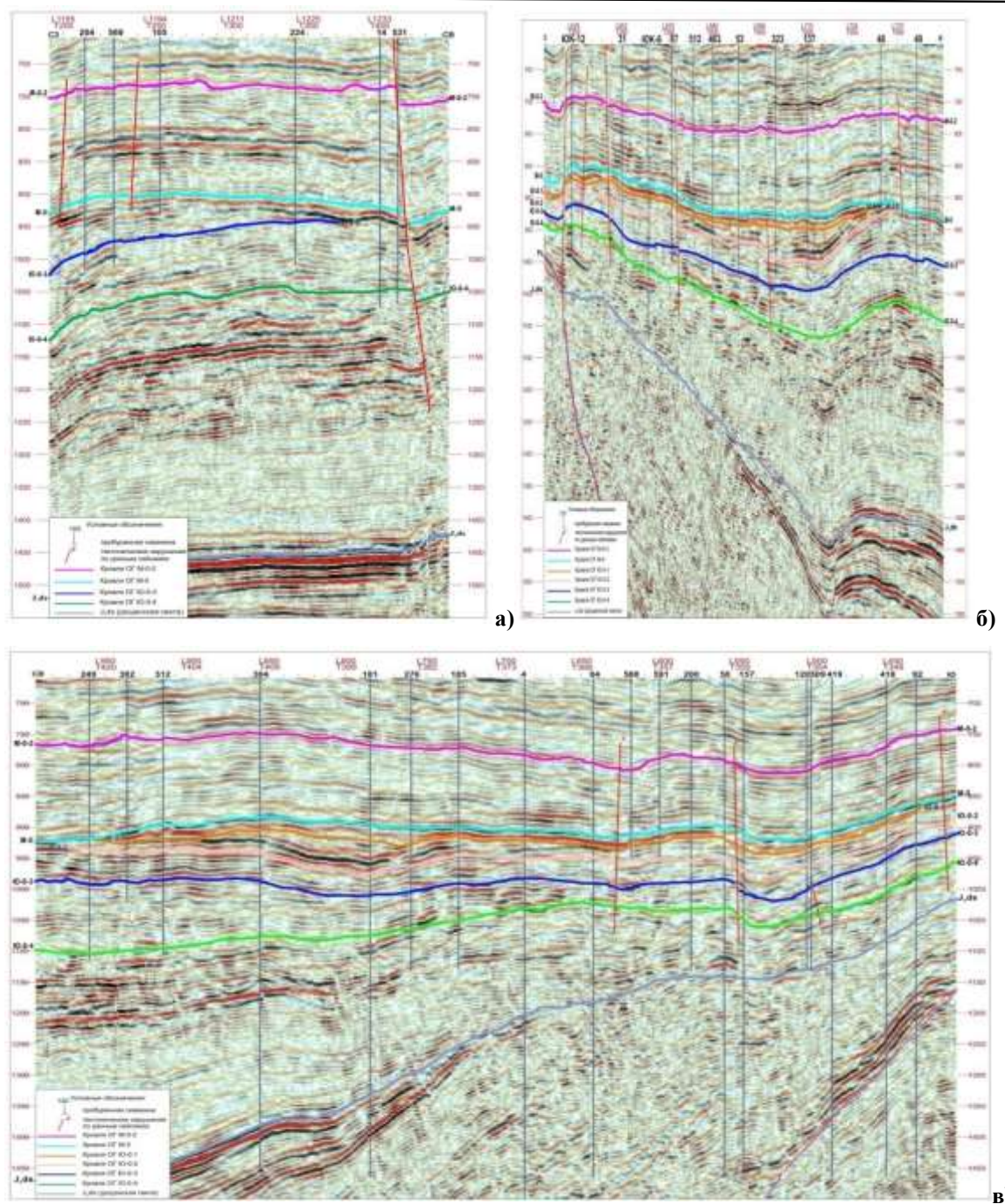


Рисунок 1.1.4.5– Месторождение Коныс. Временной разрез: а) по линии скважин 204, 569, 105, 224, 14, 531; б) по линии скважин ЮК-12, 31, ЮК-6, 87, 512, 463, 53, 323, 137, 48, 49; в) по линии скважин 249, 382, 312, 304, 181, 276, 185, 4, 84, 588, 591, 200, 50, 157, 120, 509, 419, 418, 92

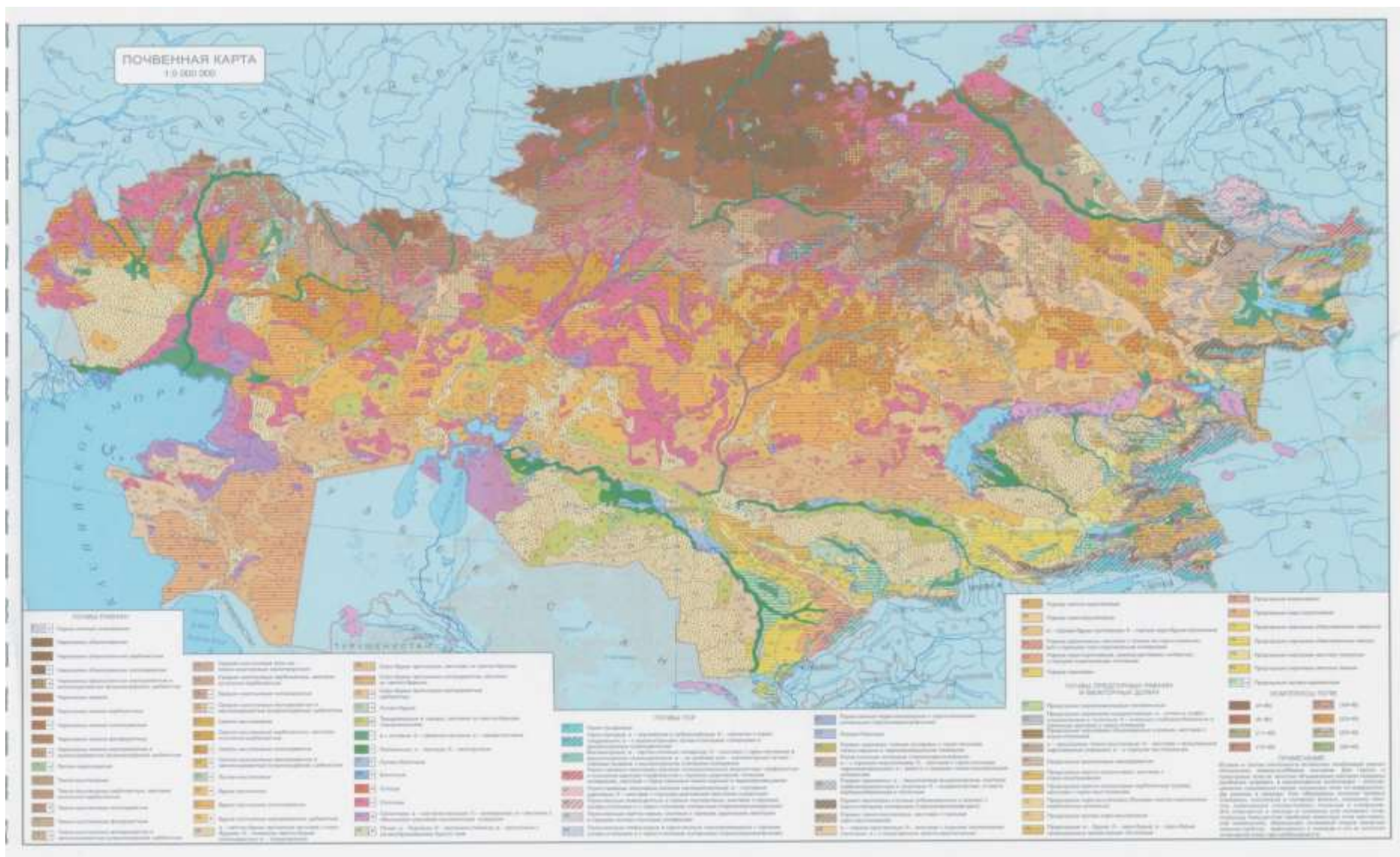


Рисунок 1.1.4.6 - Почвенная карта

1.1.5. 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 серобурыми 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%.

1.1.6. 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, Западносеверотуранской 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-полынномноголетнесолянковыми, разнополынно-многолетнесолянковыми с ферулой (*Ferula ferulaeoides*), разреженными биюргуновыми,

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; однолетнесолончаковомноголетнесолончаковые на солонцах пустынных солончаковых; галофитнокустарникавые 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).

1.1.7. Характеристика видового состава животных

В расположении месторождения обитают виды характерные для глинистой полыннобоялычевой 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 юговосток северо-запад проходят пути миграции - сайги. Ранее здесь встречался джейран.

Желтый суслик чаще встречается в понижениях между песчаных массивов, ближе к увлажнённым участкам. Ложнотушканчиковые представлены малым и большим тушканчиками, тушканчиком прыгуном, наряду с ними фоновым видом является тарбаганчик. Широко распространены представители семейства тушканчиковых - емуранчик, мохноногий тушканчик. Семейство хомяковые представлено серым хомячком и хомячком Эверсмана. Встречается киргизская полёвка, слепушонка. Представители песчанковых - тамариксовая, краснохвостая, полуденная и большая распространены по всей территории и являются основными носителями чумы и ряда иных инфекций. Представители семейства мышинные - домовая и лесная мыши также являются носителями ряда опасных заболеваний. Численность этих видов колеблется в пределах 2-6 особей на гектар. Из зайцеобразных встречается толай, его численность особенно высока в белосаксаульниках, где представители этого вида концентрируются зимой.

Орнитофауна представлена около 200 видами птиц. Согласно характеру пребывания в районе, пернатых можно разделить на 4 категории - пролетные, гнездящиеся, оседлые и зимующие.

Среди пернатых фоновыми видами являются представители жаворонков и каменок гнездящихся на всех участках территории. Вдоль соров и через временные водоёмы и скважины в направлении юг - север, через долину Сырдарьи проходит один из важных в экологическом значении путь миграции пернатых. Это водоплавающие, хищные пернатые,

чайки, представители журавлиных и воробьинообразные. На пролёте в направлении Теликольских озёр вероятны встречи пеликанов, цапель, серых уток, пеганок, крякв, чирков, речных уток, и ряда околотоводных 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 круглоголов - 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 (*Lathrodictus 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 полынью растительностью.

Таранул (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 куных.

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.

1.1.8. Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия

Согласно закону Республики Казахстан от 7 июля 2006 года № 175-III «Об особо охраняемых природных территориях», особо охраняемые природные территории и находящиеся на них объекты окружающей среды, имеющие особую экологическую, научную и культурную ценность, являются национальным достоянием Республики Казахстан.

Памятники истории и культуры

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы

каждого народа, как основа и непереносимое условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый Законом РК от 26.12.19 г. № 288-VI ЗРК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона Республики Казахстан.

В пределах Кызылординской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 10.10.2007 года № 1074, расположены следующие особо охраняемые природные территории республиканского значения:

- Барсакельмесский государственный природный заповедник;
- Каргалинский государственный природный заказник (зоологический);
- Торангылсайский государственный природный заказник (зоологический).

Памятники археологии в основном концентрируются в поймах рек Урал, Эмба.

Согласно «Закону об охране и использовании историко-культурного наследия» во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

На территории месторождения Коныс в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

1.2. Описание состояния окружающей среды

1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха были использованы данные мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2023 года специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама», аттестат аккредитации №KZ.T.12.1553 от 18.06.2020г., зарегистрированный в Реестре субъектов аккредитации Национального центра аккредитации Комитета технического регулирования и метрологии. Производственный экологический мониторинг выполнялся на основании программы производственного экологического контроля.

В соответствии с Программой наблюдения проводились на 4-х точках отбора проб атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ). В качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения были приняты: *диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, углерод, оксид углерода, алканы C₁₂-C₁₉*.

Оценка качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны проводилась в соответствии с Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».

Результаты проведенных измерений за 4 квартал 2023 года представлены в таблице 1.2.1.1

Таблица 1.2.1.1 – Концентрации вредных веществ в приземном слое атмосферного воздуха на границе СЗЗ месторождения Коныс

Точки отбора проб	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³					
	NO ₂	NO	SO ₂	C	CO	У/В C ₁₂ -C ₁₉
Граница СЗЗ точка 1, Коныс	0,0023	0,00315	0,00249	0,00242	0,032	0,0027
Граница СЗЗ точка 2, Коныс	0,00244	0,0032	0,00243	0,00232	0,031	0,00151
Граница СЗЗ точка 3, Коныс	0,00237	0,00312	0,00209	0,00215	0,0323	0,00162
Граница СЗЗ точка 4, Коныс	0,00251	0,00313	0,00263	0,00245	0,032	0,0012
ПДК м.р.	0,2	0,4	0,5	0,15	5	0,1

Таким образом, санитарно-гигиеническая оценка уровня загрязнения воздуха в 4 квартале 2023 года показала, что в атмосферном воздухе на границе СЗЗ месторождения Коныс максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ не превышают предельно-допустимых концентраций (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха на вышеуказанном месторождении можно оценить как **удовлетворительное**.

1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод

Для характеристики современного состояния подземных вод на месторождении были использованы данные отчета по производственному экологическому контролю за 4 квартал 2023 года в рамках реализации программы производственного экологического контроля за состоянием окружающей среды предоставленных ТОО СП «Куатамлонмунай», которые были выполнены аккредитованной лабораторией ТОО «Сыр-Арал сараптама» (аттестат аккредитации №KZ.T.12.1553 от 18.06.2020г.), оснащенной всем необходимым оборудованием для проведения исследований в области охраны окружающей среды и

привлеченной на договорной основе.

Мониторинг воздействия осуществлялся с целью определения фонового состояния водных объектов, пробы отбирались из скважины.

Уровень загрязнения подземных вод определялся путем сопоставления полученных результатов с данными предыдущего (3 квартал 2023 года) отчетного периода.

По результатам анализа мониторинговых скважин:

- концентрация рН – 7,7 мг/дм³, в 3 квартале – 7,5 мг/дм³;
- содержание хлоридов – 270 мг/дм³, в 3 квартале – 275 мг/дм³;
- содержание сульфатов – 303 мг/дм³, в 3 квартале – 300 мг/дм³;
- содержание фосфатов – 0,00 мг/дм³, в 3 квартале – 0,08 мг/дм³;
- содержание нитратов – 3,2 мг/дм³, в 3 квартале – 3,5 мг/дм³;
- содержание нитритов – 0,07 мг/дм³, в 3 квартале – 0,09 мг/дм³;
- содержание железа – 0,11 мг/дм³, в 3 квартале – 0,15 мг/дм³.

Анализ показал, что в пробах воды высокое содержание солей, что характерно для данного региона. При сравнении с 3-ым кварталом не было выявлено значительных изменений концентраций контролируемых компонентов. Антропогенного фактора загрязнения воды не выявлено, т.к. концентрации веществ по сравнению с 3 кварталом особо не изменились.

1.2.3. Современное состояние почвенного покрова

Для характеристики современного состояния почвенного покрова были использованы данные отчета по результатам производственного экологического контроля за 4 квартал 2023 года, которые были выполнены аккредитованной испытательной лабораторией ТОО «Сыр-Арал сараптама» (аттестат аккредитации №KZ.T.12.1553 от 18.06.2020г.), оснащенной всем необходимым оборудованием для проведения исследований в области охраны окружающей среды и привлеченной на договорной основе.

Значения концентраций загрязняющих веществ в почвах по результатам мониторинговых исследований по точкам отбора проб составили следующие значения.

Точки отбора проб	Концентрации загрязняющих веществ, мг/кг					
	рН	Нефтепродукты	Медь	Цинк	Свинец	Кадмий
Граница СЗЗ точка 1	7,6	-	-	-	-	-
Граница СЗЗ точка 2	7,1	0,016	-	-	0,0012	-
Граница СЗЗ точка 3	7,5	0,004	-	-	0,0029	-
Граница СЗЗ точка 4	7,3	0,013	-	-	0,01	-
ПДК	6-9				32	

Анализ проведенного мониторинга воздействия на почвенный покров на границе СЗЗ по 4 сторонам света показал, что превышений загрязняющих веществ по наблюдаемым ингредиентам в почве не наблюдается. Полученные результаты исследований сравнивались с Гигиеническими нормативами к безопасности окружающей среды (почва), Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 21 апреля 2021 года № ҚР ДСМ -32.

Следует учесть, однако, и тот факт, что не все ингредиенты, наблюдаемые в почве, имеют установленные нормативы ПДК.

1.2.4. Радиационный контроль

Радиационная безопасность населения от воздействия ионизирующих излучений, обусловленных загрязнением окружающей среды радиоактивными веществами, обеспечивается, в первую очередь, выполнением требований санитарного законодательства, которое регламентирует условия размещения потенциальных источников загрязнения окружающей среды, контролем за удалением и обезвреживанием радиоактивных отходов, за содержанием радиоактивных веществ в атмосферном воздухе, почве, воде, пищевых продуктах, а также за поступлением радионуклидов в организм человека, животных и т.д.

Для характеристики современного состояния радиационной обстановки использовались данные мониторинговых исследований согласно Отчету по результатам производственного экологического контроля за 4 квартал 2023 года, инструментальные измерения и лабораторные исследования проводились специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама» на основании договора между организациями.

Результаты проведенных замеров в таблице ниже.

Место проведения измерения	Измеренная мощность эксп. дозы	Допустимая мощность эксп. дозы
Граница СЗЗ точка 1, Коныс	0,11	0,3
Граница СЗЗ точка 2, Коныс	0,12	0,3
Граница СЗЗ точка 3, Коныс	0,13	0,3
Граница СЗЗ точка 4, Коныс	0,12	0,3

Как показали результаты исследований, мощность дозы излучения находится в допустимых пределах.

1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Административно район работ входит в Сырдарьинский район Кызылординской

области Республики Казахстан. На территории области расположены 7 районов, город областного подчинения Кызылорда. Область образована 15 января 1938 года. Центр Сырдарьинского района - село Теренозек.

Социально-демографические показатели

Численность населения области на 1 декабря 2023г. составила 841,4 тыс. человек, в том числе городского – 394,9 тыс. (46,9%), сельского – 446,5 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 декабря 2022г. численность населения увеличилась на 8,9 тыс. человек или на 1,1%.

В январе-ноябре 2023г. по сравнению с январем-ноябрем 2022г. число прибывших в область увеличилось на 16,4%, а число выбывших из области - на 16,6%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 31,5% и 46,3% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих в пределах области, на 13,4%. При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательным.

Здравоохранение и социальные услуги

Оказано услуг в области здравоохранения за IV квартал на сумму 31 833 215 тыс. тенге, в области предоставления социальных услуг с обеспечением проживания на сумму 2 150 914 тыс. тенге, в области предоставления социальных услуг без обеспечения проживания на сумму 103 486 тыс. тенге.

Уровень жизни

В III квартале 2023г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 127730* тенге в месяц, что на 15,9% выше, чем в III квартале 2022г., реальные денежные доходы населения увеличились на 2,4%.

Рынок труда и оплата труда

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в III квартале 2023г. составила 156897 человек.

В III квартале 2023г. на предприятия было принято 4680 человек. Выбыло по различным причинам 4301 человек. Отработано одним работником 429,8 часов.

Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец III квартала 2023г. составило 373 единиц (0,3% к численности наемных работников).

Цены

В декабре 2023 года повышение цен отмечено на яйца на 6,5%, овощи свежие - на 2,3%, фрукты свежие - на 0,8%, рис - на 0,5%, мясо и птицу, молочные продукты - по 0,3%, кондитерские изделия - на 0,2%, алкогольные напитки и табачные изделия, безалкогольные напитки - по 0,1%.

Снижение цен зафиксировано на крупу гречневую на 7,7%, масла и жиры - на 3,8%, сахар - на 0,6%.

Прирост цен на одежду и обувь вырос на 0,8%, уголь каменный - на 0,5%, фармацевтическую продукцию - на 0,1%.

Уровень цен за медицинское страхование туристов увеличился на 6%, ритуальные услуги - на 5,7%, рестораны и гостиницы - на 2,9%, фактическую арендную плату за жилье - на 1,1%, отдых и культуру - на 0,5%. Услуги воздушного пассажирского транспорта снизились на 12,8%, железнодорожного пассажирского транспорта - на 1,1%.

В декабре 2023 года по сравнению с предыдущим месяцем отмечено снижение цен в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 8,8%, в обрабатывающей промышленности - на 0,1%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен снизился на сельскохозяйственную продукцию на 0,1%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен повысился на строительные материалы на 0,5%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,2%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

Национальная экономика

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2023г. производство услуг составило 51,3%, производство товаров – 40%, налоги на продукты – 8,7%. Наибольший удельный вес в объеме ВРП области занимает промышленность – 27,7%, оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 9,3%, образование – 8,8%, транспорт и складирование – 8,7%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-декабре 2023г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 282878 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 332849 млн. тенге. Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (26,6%), операции с недвижимым имуществом (20,4%), транспорт и складирование (17,1%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 118187 млн. тенге.

Торговля

Оборот розничной торговли за январь-декабрь 2023г. составил 459090,8 млн. тенге или 104,5% к уровню соответствующего периода 2022г.

На 1 января 2024г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся прдприятиям) в розничной торговле составил 18797,5 млн. тенге, в днях торговли – 45 дня.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 29,2%, непродовольственных товаров – 70,8%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-декабрь 2023г. составил 133901,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-декабрь 2023г. составил 283758,5 млн. тенге или 105,1% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 59,1%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 40,9%.

В январе-ноябре 2023г. взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 147,9 млн. долларов США или на 14,5% меньше, чем в январе-ноябре 2022г. Экспорт со странами ЕАЭС составил 102,6 млн. долларов США или на 19,2% меньше, чем в январе-ноябре 2022г., импорт – 45,3 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшился на 1,6%.

Реальный сектор экономики

Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2023г. составил 224028,4 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 141694,1 млн. тенге, животноводства – 77727,8 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 13,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 402,2 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 2752,4 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-декабре 2023г. составил 1023900 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности – 654354 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности – 307785 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом – 50946 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – 10815 млн. тенге.

В январе-декабре 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 183450 млн. тенге. Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве нежилых зданий (59372 млн. тенге), дорог и автомагистралей (38427 млн. тенге), передаточных устройств (33757 млн. тенге). Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился на 61,4%, текущему ремонту – на 51,5%, строительно-монтажным

работам - на 36,1%.

Грузооборот за январь-декабрь 2023г. увеличился на 8,7% от уровня соответствующего периода предыдущего года. В январе-декабре 2023г. по сравнению с январем-декабрем 2022г. наблюдается увеличение грузооборота на трубопроводном транспорте (16,7%) и на железнодорожном транспорте (на 6,2%).

Пассажиروоборот за январь-декабрь 2023г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился на 11%. В январе-декабре 2023г. по сравнению с январем-декабрем 2022г. наблюдается рост пассажиропотоков на автомобильном транспорте на 32,4%, на воздушном транспорте - на 3,8% и на железнодорожном - на 2,7%.

Финансовая система

Выпуск продукции (товаров и услуг) субъектами МСП в январе-сентябре 2023г. составил 540449 млн. тенге. Количество действующих субъектов МСП на 1 января 2024 года, работающих на рынке, составило 67180 единиц. Численность активно занятых в МСП на 1 октября 2023г. составила 125073 человек.

Финансы крупных и средних предприятий

За III квартал 2023г. прибыль (убыток) до налогообложения составила 46911,3 млн. тенге.

На 1 октября 2023г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 3287,5 млн.тенге и увеличилась по сравнению на 1 октября 2022г. на 30,4%.

Уровень безработицы

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в III квартале 2023г. составила 165961) человек, уровень безработицы – 4,8%.

1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности

В процессе оценки воздействия на окружающую среду проводится оценка воздействия на следующие объекты, в том числе в их взаимосвязи и взаимодействии:

- атмосферный воздух;
- поверхностные и подземные воды;
- недра;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- ландшафты;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-

культурную и рекреационную ценность.

Подробная информация о влиянии намечаемой деятельности на каждый компонент окружающей среды представлены в главе 1.8.

1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

Месторождение Коныс открыто в 1989 году получением газового фонтана из скважины №1 при опробовании отложений арыскупского горизонта нижнего мела.

В 1994 году ГХК «Сеним» выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти, газа и конденсата месторождений Коныс, Южный Коныс, Северо-Западный Коныс и Бектас Кызылординской области РК по состоянию на 01.12.1994 г.» (Протокол ГКЗ РК №32 от 03.10.1995 г.).

В 1996 году компанией «НИПИмунайгаз» составлен «Проект пробной эксплуатации залежи М-II горизонта месторождения Коныс». Период пробной эксплуатации месторождения Коныс – 1997-2001 гг.

В 2001 году ЗАО «НИПИнефтегаз» выполнен «Проект опытно-промышленной разработки М-II горизонта месторождения Коныс», рассмотренный в ЦКР МЭиМР РК (Протокол №15 от 04.12.2001 г.). Реализация проекта опытно-промышленной разработки была начата в июле 2002 года.

В 2002 году ТОО «Компания «Недра-Инжиниринг» выполнен и согласован с ТУ «Южказнедра» (Протокол №158/02 ТУ «Южказнедра» от 27.12.2002 г.) «Проект доразведки южного участка месторождения Коныс».

В 2003 году ТОО «Компания «Недра-Инжиниринг» составлен «Проект бурения поисково-разведочных скважин на территории расширенного геологического отвода с глубинами 1150-2750 м».

В этом же 2003 году ЗАО «НИПИнефтегаз» выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной разработки месторождения Коныс за период 01.07.2002-01.07.2003 гг.» (Протокол ЦКР РК №23 от 26.06.2003 г.).

В 2004 году ЗАО «НИПИнефтегаз» составлено «Дополнение к проекту опытно-промышленной разработки Ю-0-2 горизонта месторождения Коныс» (Протокол ЦКР РК №26 от 09.04.2004 г.).

В 2004 году ЗАО «НИПИнефтегаз» составлен «Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной разработки месторождения Коныс за период 01.07.2003-01.07.2004 гг.» (Протокол ЦКР РК №27 от 23.07.2004 г.).

В 2005 году АО «НИПИнефтегаз» составлен «Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной разработки месторождения Коныс за период 01.07.2004-

01.07.2005 г.» (Протокол ЦКР РК №33 от 09.06.2005 г.).

В этом же 2005 году АО «НИПИнефтегаз» составлена «Технологическая схема разработки месторождения Коныс» (Протокол ЦКР РК №37 от 6-7.04.2006 г.).

В 2006 году АО «НИПИнефтегаз» выполнена «Программа полной утилизации попутного газа месторождений Коныс и Бектас», утвержденная Рабочей группой по рассмотрению и согласованию Программы по утилизации попутного газа при МЭиМР РК (Протокол № 2/1 от 25.04.2006 г.).

В этом же 2006 году ТОО «Мунайгазгеолсервис» выполнен «Отчет по переводу запасов нефти горизонта М-II месторождения Коныс (Южный свод) из категории С₂ в категорию С₁ по состоянию изученности на 01.07.2006 г.»

В 2007 году АО «НИПИнефтегаз» составлен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2007 г.» (Протокол ЦКР №48 от 07.02.2008 г.).

В этом же 2007 году ТОО «Мунайгазгеолсервис» выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти и газа по горизонтам Ю-0-1, Ю-0-2 (Акшабулакская свита) на месторождении Коныс по состоянию изученности на 01.01.2007 г.»

В 2008 году АО «НИПИнефтегаз» составлено «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Коныс» (Протокол ЦКР РК №59 от 01.10.2009 г.).

В 2009 году АО «НИПИнефтегаз» составлен «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2009 г.» (Протокол ЦКР РК №59 от 01.10.2009г.).

В этом же 2009 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс Кызылординской области РК по состоянию изученности на 01.01.2009 г.» (Протокол ГКЗ РК №927-10-У от 27.05.2010 г.).

В 2010 году АО «НИПИнефтегаз» составлен «Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2010 г.»

В этом же году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» на базе утвержденных запасов был составлен «Проект промышленной разработки», утвержденный заседанием Рабочей группы Комитета геологии и недропользования (Протокол №117 от 01.04.2011 г.).

В 2011 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс по состоянию на 01.09.2011 г.» (Протокол ГКЗ РК №1179-12-У от 26.04.2012 г.).

В 2012 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлено «Дополнение к проекту

промышленной разработки месторождения Коныс», который был рассмотрен на заседании ЦКРР МНГ РК от 23.08.2012 г. с последующим утверждением в Комитете геологии и недропользования МИИНТ РК (Письмо №17-04/3331-КГН от 26.09.2013 г.).

В 2014 году ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен «Анализ разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2014 г.» (Протокол №47/8 от 18.04.2014 г.).

В этом же 2014 году выполнен «Пересчет и подсчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс Кызылординской области РК по состоянию изученности на 01.09.2014 г.» (Протокол ГКЗ РК №1518-15-У от 27.01.2015 г.).

В 2015 году ТОО «Акай Консалтинг» составлен «Уточненный проект промышленной разработки месторождения Коныс Кызылординской области РК по состоянию на 01.01.2015 г.».

В 2016 году, в связи с тем, что согласно утвержденному в ГКЗ РК отчету «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коныс по состоянию на 02.01.2016 г.» (Протокол ГКЗ №1653-16-У от 25.03.2016 г.) изменился КИН в сторону увеличения по горизонту М-II, а также значительное снижение цен на нефть, как на мировом, так и на внутреннем рынке, по сравнению с ценами, заложенными в Проекте промышленной разработки месторождения Коныс, ТОО «Акай Консалтинг» был составлен проект «Дополнение к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2016 г.» [16], утвержденный Рабочей группой Комитета геологии и недропользования в 2016 году (Письмо №27-5-2194-И от 09.11.2016 г.).

В 2017 году ТОО «Акай Консалтинг» выполнен «Авторский надзор за реализацией дополнения к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2017 г.» [18], принятый к сведению Рабочей группой Комитета геологии и недропользования (Письмо №27-5-96-И от 17.01.2018 г.).

В 2018 году выполнен отчет по «Пересчету запасов нефти, газа и конденсата по продуктивному горизонту М-0-3 месторождения Коныс Кызылординской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.07.2018 г.» [19], и утвержден ГКЗ РК (Протокол №1976-18-У от 25.10.2018 г.).

Также в 2018 году ТОО «Акай Консалтинг» выполнен «Анализ разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2018 г.» [20], утвержденный ЦКРР РК (Протокол №6/16 от 20.12.2018 г.).

В рамках «Анализа разработки ...» [20] скорректированы: программа работ и уровни добычи на период 2018-2021 гг., но утверждены на период 2019-2021 гг. (3 года). (Протокол №6/16 от 20.12.2018 г.). Проведена оценка эффективности реализации ранее утвержденных

проектных решений, с учетом имеющегося представления о геологическом строении и полученных новых сведений о геолого-промысловой характеристике продуктивных залежей месторождения.

В 2019 году ТОО «АкАй Консалтинг» выполнен «Авторский надзор за реализацией дополнения к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2019 г.» [21].

Также в 2020 году ТОО «АкАй Консалтинг» выполнен «Авторский надзор за реализацией дополнения к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» [22].

Согласно постановляющей части Протокола ЦКРР МЭ РК №6/16 от 20.12.2018 г. выданное на «Анализ разработки месторождения Коныс» [20], Недропользователь должен был предоставить на рассмотрение в ЦКРР МЭ РК новый проектный документ «Проект разработки месторождения Коныс» до конца 2021 года.

В 2021 г. АО «НИПИнефтегаз» составлен «Проект разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.07.2020 г.» и предоставлен в ЦКРР РК [23]. По причине отрицательных заключений независимых экспертов, проект не был рассмотрен и отклонен на заседании ЦКРР МЭ РК (Протокол №20/1 от 24-25.11.21 г.). По итогам выданных заключений независимых экспертов, Недропользователь обратился к председателю ЦКРР МЭ РК по поводу приостановки доработки «Проекта разработки месторождения Коныс» и проведения «Анализа разработки месторождения Коныс». Данное обращение было одобрено (письмо МЭ РК №04-16/29924 от 31.12.21 г.).

В 2022 г. на основании этого разработан отчет «Анализ разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2022 г.» с корректировкой показателей разработки на 2022-2024 гг. [24]. Согласно результатам заседания ЦКРиР РК (Протокол №25/3 от 28 апреля 2022 г.) по рассмотрению данного отчета «Анализ разработки...», выданы ряд рекомендации и по заключению Государственной экспертизы базовых проектных документов и анализов разработки с учетом замечаний и рекомендаций независимых экспертов и членов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан данный отчет отказывали в согласовании. Согласно протоколу №25/3 от 28 апреля 2022 г. Недропользователю было рекомендовано: - ***Произвести пересчет запасов нефти и газа и составить новый проектный документ на разработку месторождения, так как требуется уточнение запасов нефти и КИН в связи с тем, что скважины, пробуренные на категории запасов А, В, С₁, оказывались сухими или низкодебитными.***

В 2023 г. был составлен Пересчет запасов нефти и газа и рассмотрен на заседании

МД «Южказнедра», получены положительные заключение с независимых экспертов ГКЗ МИИР РК. 13-14.06.2023 г. Отчет был рассмотрен на рабочем заседании ГКЗ МИИР РК и был отклонен без рассмотрения на пленарном заседании ГКЗ РК (по причине большого снижения КИН от первоначально утвержденных значений). В связи со сложившейся ситуацией, учитывая, что сроки Контракта на недропользования истекают 04.11.2024 г., компанией принято решение возобновить работы по составлению нового проектного документа на разработку месторождения Коныс с целью продления Контракта на недропользования. Соотношение уточненных начальных извлекаемых запасов нефти категории С₁ к С₂ составляет 98 / 2 % и поэтому продолжение этапа промышленной добычи месторождения вполне обосновано.

В 2023 г. ТОО «АкАй Консалтинг» был составлен и сдан в ЦКРР РК в уведомительном порядке информационный отчет «Авторский надзор за реализацией дополнения к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.05.2023 г.» [25].

После согласования проектного документа в ЦКРиР и получения положительного заключения государственной экспертизы базовых проектных документов, ежегодно за процессом реализации проектного документа будет вестись авторский надзор, согласно требованиям п.п. 1), п. 2, ст. 142 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» [11].

1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности

1.5.1. Обоснование выделения объектов разработки

Основные объекты разработки месторождения Коныс являются залежи нижнемеловых и верхнеюрских отложений. 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. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,819 до 0,833 г/см³.

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 соответствии с «Едиными правилами ...» [12] эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин. Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации.

В действующем проектном документе «Дополнение к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2016 г.» [17] было выделено 4 самостоятельных эксплуатационных объекта и 2 возвратных объекта 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. 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.

На текущей стадии изученности и представлении о геологическом строении месторождения, а также оценки геологических запасов нефти, а также с учетом вышеперечисленных критериев, рекомендуется возвратный объект 2 выделить как самостоятельный V объект разработки.

Следовательно выделение эксплуатационных объектов будет выглядеть следующим образом:

- **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.
- **V объект** – газонефтяная залежь нижнемелового горизонта М-0-3.
- **1 возвратный объект** – нефтяная залежь верхнеюрского горизонта Ю-0-2 юго-западного участка.

Основные исходные геолого-физические характеристики по объектам приведены в таблице 1.5.1.1.

Таблица 1.5.1.1 – Исходные геолого-физические характеристики объектов разработки месторождения Коныс

Параметры	I объект (М-II)					I объект	II объект			II объект	III объект (Ю-0-1)						III объект	IV объект (Ю-0-3)	V объект (М-0-3)	возврат. (Ю-0-2) р-н скв. 11
	I	II	III	IV	V		Ю-0-2-1		Ю-0-2-2		1	2	3	4	5	6				
	блок	блок	блок	блок	блок		р-н скв.15	р-н скв.9, 302, 12			залежь	залежь	залежь	залежь	залежь	залежь				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Средняя глубина залегания, м	1290	1268	1263	1233	1290	1236	1290	1242	1252	1252	1273	1240	1262	1273	1233	1245	1245	1262	1025	1242
Тип залежи	Пластовые, сводовые, тектонически, стратиграфически и литологически экранированные																			
Тип коллектора	Терригенный, поровый																			
Площадь нефтеносности (категории А+В+С1+С2), тыс.м2	2004	15765	2168	91215	9364	120516	663	3868	9053	13584	235	8792	3938	16040	5088	4628	38721	5064	4133	3593
Площадь газоносности (категория С1+С2), тыс.м2	-	9801	766	24069	-	34636	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4201	1770	1490
Средняя общая толщина, м	9	11,6	14,6	14,4	16,6	11,1	12	10,5	10,9	17,9	22	25,1	22,9	26,2	28,6	29,4	26,4	52,5	22,6	29,9
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	2,4	6,7	4,9	9,5	12,9	9,5	1,3	2,3	2,7	4,1	2,4	3,9	2,4	2,9	2,7	3,7	3,3	4,6	3,0	3,3
Средняя газонасыщенная толщина, м	-	6,7	1,7	3,1	-	3,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,3	2,6	3,5
Пористость, д.ед	0,20	0,19	0,17	0,15	0,13	0,15	0,19	0,20	0,20	0,20	0,18	0,23	0,21	0,2	0,18	0,19	0,20	0,2	0,27	0,2
Средняя нефтенасыщенность, д.ед	0,51	0,64	0,67	0,68	0,63	0,63	0,49	0,56	0,56	0,50	0,44	0,55	0,53	0,51	0,52	0,49	0,51	0,52	0,56	0,5
Средняя газонасыщенность, д.ед	-	0,74	0,57	0,65	-	0,63	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,56	0,60	0,63
Проницаемость, мкм2 (по керну)	-	-	-	-	-	0,321	-	0,053	0,712	0,056	-	-	-	-	-	-	0,165	0,153	2,089	0,056
Коэффициент песчанистости, д.ед	0,533	0,601	0,457	0,63	0,774	0,640	0,202	0,222	0,270	0,122	0,109	0,162	0,109	0,127	0,105	0,115	0,141	0,170	0,26	0,126
Коэффициент расчлененности, д.ед	4,0	2,0	4,0	3,0	1,7	2,71	2,5	2,3	2,3	2,9	2,0	4,3	2,8	2,3	2,7	2,6	3,3	7,9	2,3	3,0
Пластовая температура, оС	-	45,63	48,65	48,44	47,81	48,19	-	-	49,80	49,80	-	50,30	-	-	48,30	-	49,3	49,37	-	44,83
Пластовое давление, МПа	-	6,84	8,5	9,49	10,51	9,58	-	-	8,20	8,20	-	7,50	-	-	7,80	-	7,65	10,1	-	6,48
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	-	1,44	2,4	1,86	1,94	1,91	1,25	1,38	1,31	1,28	-	1,5	1,51	1,92	1,56	2,63	1,93	2,09	4,91	-
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3	-	0,746	0,731	0,741	0,7	0,73	0,732	0,716	0,735	0,728	-	0,722	0,732	0,750	0,750	0,788	0,754	0,711	0,781	-
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3	-	0,833	0,828	0,83	0,827	0,832	0,843	0,822	0,815	0,827	0,820	0,824	0,828	0,832	0,823	0,825	0,825	0,832	0,849	0,813
Объемный коэффициент нефти, д.ед	-	1,229	1,207	1,216	1,225	1,219	1,219	1,22	1,22	1,21	-	1,186	1,216	1,25	1,173	1,072	1,168	1,214	1,128	-
Содержание в нефти, %	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Серы	-	0,21	0,3	0,25	0,3	0,25	0,3	0,2	0,2	0,23	0,1	0,3	0,4	0,3	-	0,3	0,3	0,28	-	-
Парафина	-	14,01	12,6	14,8	11,2	12	13,09	19,02	11,5	14,5	3,4	21,7	23,8	23,9	10,8	11,9	15	5,9	13,6	4,1
Давление насыщения нефти газом, МПа	-	8,44	7,8	7,54	5,12	7,21	9,5	8,1	9,4	9,1	-	6,92	6,75	8,06	7,7	-	7,5	8,39	8,4	-
Газосодержание, м3/г	-	104,43	95,7	90,1	61,24	87,89	102,6	82,2	91,3	91,8	-	83,3	103,4	102,3	73,3	66,2	83,99	82,8	58,05	-
Содержание стабильного конденсата, г/м3	-	38	38	38	38	38	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с	-	-	-	-	-	0,62	-	-	0,62	-	-	-	-	-	0,62	-	-	-	-	-
Плотность воды в пластовых условиях, т/м3	-	-	-	-	-	1,037	-	-	1,04	-	-	-	-	-	1,04	-	1,026	1,043	-	-
Геологические запасы нефти, тыс.т	277	7062	766	34577	5655	48337	50	1442	864	2356	18	2016	649	1610	256	833	5382	928	1426	337
(утвержденные ГКЗ РК), А+В+С1/С2	-	-	-	1886	-	1886	-	151	133	463	-	67	37	1073	222	-	1399	220	-	308
Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	3	2975	255	12204	2154	17591	11	320	194	525	4	421	139	343	46	181	1134	243	478	114
(утвержденные ГКЗ РК), А+В+С1/С2	-	-	-	365	-	365	-	24	21	71	-	7	6	108	21	-	142	43	-	48
Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	0,01	0,421	0,333	0,353	0,381	0,364	0,22	0,222	0,225	0,223	0,217	0,209	0,214	0,213	0,18	0,217	0,211	0,262	0,335	0,309
(утвержденные ГКЗ РК), А+В+С1/С2	-	-	-	0,194	-	0,194	-	0,159	0,158	0,153	-	0,104	0,162	0,101	0,095	-	0,102	0,195	-	0,201
Геологические запасы пластового газа, млн.м3	-	1088	13	1177	-	2278	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	169	107	-
(утвержденные ГКЗ РК), С1/С2	-	-	-	29	-	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103
Извлекаемые запасы пластового газа, млн.м3	-	980	12	1060	-	2052	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153	96	-
(утвержденные ГКЗ РК), С1/С2	-	-	-	26	-	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93
Коэффициент извлечения газа, д.ед.	-	0,9	0,9	0,9	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9	0,9	-
(утвержденные ГКЗ РК), С1/С2	-	-	-	0,9	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9
Геологические запасы конденсата, тыс.т	-	41	0	44	-	85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-
(утвержденные ГКЗ РК), С1/С2	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Извлекаемые запасы конденсата, тыс.т	-	29	0	31	-	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-
(утвержденные ГКЗ РК), С1/С2	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Коэффициент извлечения конденсата, д.ед.	-	0,7	0,7	0,7	-	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,7	-
утвержденные ГКЗ РК), С1/С2	-	-	-	0,7	-	0,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Примечание: запасы и площади продуктивности приведены в пределах контрактной территории ТОО СП "КуатАмлонмунай"

1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки

В процессе промышленной разработки нижнемеловых и верхнеюрских отложений основная концепция разработки месторождения практически реализована, система разработки сформировалась.

В условиях уменьшающихся отборов нефти при постоянном снижении дебита скважин, вследствие выработки запасов нефти и обводнения фонда добывающих скважин, проблема сохранения достигнутого уровня добычи нефти с наименьшими затратами для месторождения Коныс приобретает особо важное значение.

Решение поставленных задач возможно в основном за счет бурения новых скважин, интенсификации процесса добычи нефти на месторождении, эффективного использования старого фонда скважин и использование всех резервов добычи нефти путем проведения геолого-технических мероприятий.

Разбуривание месторождения осуществляется вертикальными и горизонтальными скважинами. Темп бурения скважин выбран согласно рекомендациям заказчика и бюджета ТОО СП «Куатамлонмунай». Ориентация сетки расположения скважин подбиралась, в основном, исходя из фактического расположения уже существующего фонда скважин и геометрии залежей. Размещение проектных добывающих скважин во всех рассматриваемых вариантах было принято осуществлять на толщине не менее 4 метров.

В качестве основного способа разработки эксплуатационных объектов применяется поддержание пластового давления путем закачки воды и газа. Для увеличения охвата площади эксплуатационных объектов заводнением и изменения потоков фильтрации предусматривается организация на данной стадии разработки приконтурного и площадного заводнения за счет перевода отдельных добывающих скважин под закачку. Организация системы заводнения в блоках зависит от их размеров и геолого-геофизической характеристики.

Сетка скважин, пробуренных на месторождении, близка к оптимальной. Более редкая сетка скважин для небольших по площади залежей месторождения Коныс была бы неприемлема из-за невозможности организовать систему воздействия, более густая – экономически нецелесообразна.

При выборе режимов работы скважин учитывалось, что текущее забойное давление добывающих скважин не должно быть ниже давления насыщения нефти газом, а также, в связи с близостью подошвенной воды, не должно создавать риск прорыва воды и увеличения обводненности продукции скважин.

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было рассмотрено 3 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Коныс.

Вариант 1 - базовый вариант.

В соответствии с «Единых правил ...» [12] в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. Напомним, что проектный документ – Анализ разработки месторождения Коныс [20], также предусматривал продолжение реализации основного проектного документа [17]. Поэтому в качестве базового варианта в настоящем Проекте разработки рассмотрен вариант продолжения разработки сложившейся системой разработки существующим фондом скважин и оставшейся 131 проектных скважин и на 1 объекте зарезка боковых стволов в низко продуктивных скважинах в количестве 50 скважин.

Рассматриваются геолого-технические мероприятия направленные с реабилитацией существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия и наблюдательного фонда, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д.

Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 401 ед. и нагнетательных – 183 ед.

Вариант 2 предусматривает оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки. По основным положениям аналогичен варианту I (система воздействия). В этом варианте с целью уплотнения сетки скважин предусматривается бурение дополнительных 40 добывающих скважин (всего проектных вертикальных 171 ед.). Предусматривается перевод 13 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления.

В данном варианте не предусматривается бурение боковых стволов по отрицательным результатам бурения 11 боковых стволов в существующих вертикальных скважинах в период 2012-2014 гг.

В качестве основного метода увеличения производительности скважин путем воздействия на призабойную зону пластов рекомендуется проведение гидроразрыва пластов.

Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 439 ед. и нагнетательных – 185 ед.

Вариант 3 направлены на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривают охват объектов разработки дополнительным бурением 19 скважин (всего проектных вертикальных 171 ед., горизонтальных – 19 ед.) с применением технологии полимерного заводнения. Как известно, определяющим фактором, влияющим на охват пласта заводнением, является отношение подвижностей нефти и вытесняющего агента. Добавление полимера в нагнетаемую воду за счет увеличения вязкости и снижения проницаемости по воде способствует выравниванию подвижностей агента и нефти, что способствует увеличению объемов добычи нефти. Подробнее описывается в разделе 12.

Также по данному варианту предусматривается проведение опытно-промысловых испытаний технологии повышения нефтеотдачи путем радиального бурения скважины. В горизонтальной плоскости в стороны от основного ствола формируются боковые стволы длиной до 100 м, которые создают дополнительные каналы для притока жидкости, а также позволяют проводить химические обработки, ГРП.

Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 458 ед. и нагнетательных – 185 ед.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений и технологий было рассмотрено 3 варианта разработки месторождения Коньс. Для выбранных вариантов разработки определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические показатели и объемы бурения, капитальные и эксплуатационные затраты. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что наиболее эффективным для реализации на месторождении является вариант 2.

Результаты расчетов основных прогнозных технологических показателей по рекомендуемому 2 варианту разработки в целом по месторождению Коньс представлены в разделе 4.1.

1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки

Согласно основным положений выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 3-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант I (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2082 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 10354,0 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 18219,5 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 128365,3 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 28463,0 тыс.т.
Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 149378,3 тыс.м³.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 201587,5 тыс.м³.
Накопленная закачка газа с начала разработки – 1482,5 млн.м³.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,9 %.
Рентабельный КИН – 0,311 д.ед.

Вариант II

Проектно-рентабельный период разработки – 2024 - 2095 годы.
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 12173,4 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 20038,8 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 158550,6 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 179563,5 тыс.т.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 241602,8 тыс.м³.
Накопленная закачка газа с начала разработки – 1554,9 млн.м³.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 97,8 %.
Рентабельный КИН – 0,342 д.ед.

Вариант III

Проектно-рентабельный период разработки – 2024 - 2079 годы.
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 11886,6 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 19752,0 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 129523,7 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 150536,6 тыс.т.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 204278,5 тыс.м³.
Накопленная закачка газа с начала разработки – 1678,7 млн.м³.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,3 %.
Достигается КИН 0,337 д.ед.

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки. Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин по месторождению в целом и объектам разработки по всем вариантам приведены в таблицах 1.5.3.1-1.5.3.6.

Таблица 1.5.3.1 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 2. Месторождение Коныс.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл. фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скв.	Фонд газо-нагн. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водо-нагн. скважин, м³/сут	Приемистость газо-нагн. скважин, тыс.м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	0	0	501	701,4	0	0	0	274	274	166	6	1,2	19,6	20,2	1,6
2025	3	3	0	3	1	0	504	705,5	0	0	0	278	278	166	6	1,2	21,0	21,8	1,7
2026	3	3	0	3	1	0	507	709,5	0	0	0	282	282	166	6	1,2	21,6	22,7	1,8
2027	5	5	0	5	1	1	512	716,3	0	0	0	287	287	167	6	1,2	23,8	25,0	1,9
2028	6	6	0	6	1	2	518	724,4	0	0	0	292	292	169	6	1,3	26,0	27,6	2,0
2029	20	20	0	20	1	0	538	751,4	0	0	0	313	313	169	6	2,0	27,5	32,1	2,1
2030	23	23	0	23	0	2	561	782,4	0	0	0	334	334	171	6	2,7	29,7	36,9	14,1
2031	26	26	0	26	0	1	587	817,5	0	0	0	359	359	172	6	3,5	31,7	42,5	29,6
2032	29	29	0	29	0	1	616	856,7	0	0	0	387	387	173	6	4,1	33,8	48,8	43,8
2033	29	29	0	29	0	2	645	895,8	0	0	0	414	414	175	6	4,7	35,9	55,5	59,4
2034	27	27	0	27	0	2	672	932,3	0	0	0	439	439	177	6	5,0	38,0	62,0	68,9
2035	0	0	0	0	0	2	672	932,3	0	0	0	437	437	179	6	5,1	40,5	64,1	65,1
2036	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	437	437	179	6	5,1	40,4	63,9	60,3
2037	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	437	437	179	6	5,1	40,4	63,8	55,7
2038	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	1	1	436	436	178	6	5,0	40,4	63,9	51,4
2039	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	436	436	178	6	5,0	40,4	63,7	47,3
2040	0	0	0	0	0	0	672	932,3	1	1	0	435	435	178	6	5,0	40,4	63,6	43,4
2041	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	435	435	178	6	4,9	40,3	63,3	38,2
2042	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	2	1	433	433	177	6	4,8	40,5	63,3	33,3
2043	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	433	433	177	6	4,6	40,4	63,1	28,8
2044	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	3	0	430	430	177	6	4,6	40,7	62,8	24,7
2045	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	430	430	177	6	4,4	40,6	62,5	20,8
2046	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	2	1	428	428	176	6	4,4	40,8	62,6	17,2
2047	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	428	428	176	6	4,2	40,7	62,4	13,9
2048	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	3	0	425	425	176	6	4,2	41,0	62,1	12,8
2049	0	0	0	0	0	0	672	932,3	1	1	0	424	424	176	6	4,1	41,0	61,9	11,7
2050	0	0	0	0	0	0	672	932,3	4	3	1	421	421	175	6	4,0	41,2	62,0	10,7
2051	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	421	421	175	6	3,9	41,2	61,7	9,7
2052	0	0	0	0	0	0	672	932,3	4	3	1	418	418	174	6	3,8	41,5	61,8	8,7
2053	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	418	418	174	6	3,7	41,4	61,6	7,7
2054	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	416	416	174	6	3,7	41,6	61,4	6,7
2055	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	416	416	174	6	3,6	41,6	61,1	5,7
2056	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	2	1	414	414	173	6	3,5	41,8	61,3	4,8
2057	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	414	414	173	6	3,4	41,7	61,0	3,9
2058	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	412	412	173	6	3,3	41,9	60,8	3,1
2059	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	412	412	173	6	3,2	41,8	60,6	2,2
2060	0	0	0	0	0	0	672	932,3	8	2	6	410	410	167	0	3,2	42,1	62,6	0,0

Продолжение таблицы 1.5.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2061	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	410	410	167	0	3,1	42,0	62,4	0,0
2062	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	408	408	167	0	3,0	42,2	62,2	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	408	408	167	0	2,9	42,1	62,0	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	406	406	167	0	2,9	42,4	61,8	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	672	932,3	15	10	5	396	396	162	0	2,8	42,5	62,7	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	3	0	393	393	162	0	2,8	42,9	62,5	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	672	932,3	1	1	0	392	392	162	0	2,7	42,8	62,1	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	392	392	162	0	2,7	42,6	61,7	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	3	0	389	389	162	0	2,6	42,8	61,3	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	389	389	162	0	2,6	42,5	60,9	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	387	387	162	0	2,5	42,6	60,5	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	387	387	162	0	2,4	42,3	60,2	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	385	385	162	0	2,4	42,4	59,8	0,0
2074	0	0	0	0	0	0	672	932,3	1	1	0	384	384	162	0	2,3	42,3	59,5	0,0
2075	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	382	382	162	0	2,3	42,5	59,2	0,0
2076	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	382	382	162	0	2,2	42,2	58,9	0,0
2077	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	380	380	162	0	2,1	42,3	58,5	0,0
2078	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	380	380	162	0	2,1	42,1	58,2	0,0
2079	0	0	0	0	0	0	672	932,3	23	18	5	362	362	157	0	2,0	42,4	58,9	0,0
2080	0	0	0	0	0	0	672	932,3	1	1	0	361	361	157	0	2,0	42,4	58,6	0,0
2081	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	3	0	358	358	157	0	1,9	42,7	58,3	0,0
2082	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	358	358	157	0	1,9	42,6	58,1	0,0
2083	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	3	0	355	355	157	0	1,8	42,9	57,8	0,0
2084	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	355	355	157	0	1,8	42,7	57,6	0,0
2085	0	0	0	0	0	0	672	932,3	3	3	0	352	352	157	0	1,7	43,1	57,3	0,0
2086	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	352	352	157	0	1,6	41,5	55,1	0,0
2087	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	350	350	157	0	1,4	40,4	53,0	0,0
2088	0	0	0	0	0	0	672	932,3	1	1	0	349	349	157	0	1,3	39,1	51,0	0,0
2089	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	347	347	157	0	1,2	38,0	49,1	0,0
2090	0	0	0	0	0	0	672	932,3	17	11	6	336	336	151	0	1,1	35,9	47,6	0,0
2091	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	334	334	151	0	1,0	34,9	45,8	0,0
2092	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	334	334	151	0	0,9	33,7	44,1	0,0
2093	0	0	0	0	0	0	672	932,3	9	8	1	326	326	150	0	0,8	33,4	42,2	0,0
2094	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	326	326	150	0	0,8	32,2	40,6	0,0
2095	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	324	324	150	0	0,7	31,4	39,1	0,0
2096	0	0	0	0	0	0	672	932,3	49	39	10	285	285	140	0	0,7	30,6	36,1	0,0
2097	0	0	0	0	0	0	672	932,3	2	2	0	283	283	140	0	0,6	29,6	34,6	0,0
2098	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	283	283	140	0	0,5	28,4	33,1	0,0
2099	0	0	0	0	0	0	672	932,3	0	0	0	283	283	140	0	0,5	27,2	31,8	0,0

Таблица 1.5.3.2 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2. Месторождение Коньис.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коеф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов				Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3	Годовая закачка газа, млн.м3	Накоп-ленная закачка газа, млн.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2024	46,9	0,2	0,4	7912,3	39,5	0,135	772,6	772,6	21785,5	18013,5	93,9	1103,7	23617,5	1,0	1020,7	142,2	12,749	1036,389
2025	47,3	0,2	0,4	7959,6	39,7	0,136	837,5	837,5	22623,0	18850,9	94,4	1191,2	24808,7	1,1	1021,8	141,9	12,719	1049,108
2026	47,5	0,2	0,4	8007,1	40,0	0,137	876,7	876,7	23499,6	19727,6	94,6	1237,5	26046,3	1,2	1022,9	141,1	12,427	1061,535
2027	48,4	0,2	0,4	8055,6	40,2	0,137	977,0	977,0	24476,6	20704,6	95,0	1373,3	27419,5	1,2	1024,2	140,9	11,688	1073,223
2028	54,4	0,3	0,5	8110,0	40,5	0,138	1089,9	1089,9	25566,5	21794,4	95,0	1533,7	28953,2	1,3	1025,5	141,0	13,164	1086,387
2029	89,8	0,4	0,8	8199,8	40,9	0,140	1254,4	1254,4	26820,8	23048,8	92,8	1783,1	30736,3	1,4	1026,9	140,6	20,757	1107,144
2030	132,3	0,7	1,1	8332,1	41,6	0,142	1444,9	1444,9	28265,8	24493,8	90,8	2071,3	32807,6	9,3	1036,2	140,1	29,277	1136,421
2031	180,8	0,9	1,5	8512,9	42,5	0,145	1660,4	1660,4	29926,2	26154,2	89,1	2402,8	35210,4	19,5	1055,6	140,0	39,461	1175,882
2032	231,8	1,2	2,0	8744,7	43,6	0,149	1908,9	1908,9	31835,1	28063,1	87,9	2771,7	37982,0	28,8	1084,4	139,5	48,805	1224,687
2033	284,6	1,4	2,5	9029,3	45,1	0,154	2177,8	2177,8	34013,0	30241,0	86,9	3193,0	41175,1	39,0	1123,4	140,1	59,000	1283,688
2034	322,7	1,6	2,9	9352,1	46,7	0,160	2448,1	2448,1	36461,0	32689,0	86,8	3603,9	44779,0	45,3	1168,7	140,6	65,253	1348,941
2035	324,8	1,6	3,0	9676,9	48,3	0,165	2568,9	2568,9	39029,9	35257,9	87,4	3771,2	48550,2	42,8	1211,5	140,6	62,803	1411,744
2036	322,9	1,6	3,1	9999,8	49,9	0,171	2565,4	2565,4	41595,3	37823,3	87,4	3760,0	52310,2	39,6	1251,1	140,4	59,634	1471,378
2037	320,9	1,6	3,2	10320,7	51,5	0,176	2561,9	2561,9	44157,2	40385,2	87,5	3748,9	56059,2	36,6	1287,8	140,2	56,626	1528,004
2038	319,0	1,6	3,3	10639,7	53,1	0,181	2558,5	2558,5	46715,7	42943,7	87,5	3738,0	59797,1	33,8	1321,5	140,1	53,773	1581,777
2039	317,1	1,6	3,4	10956,8	54,7	0,187	2555,2	2555,2	49270,9	45498,9	87,6	3727,2	63524,3	31,1	1352,6	139,9	51,066	1632,843
2040	315,3	1,6	3,5	11272,1	56,3	0,192	2551,9	2551,9	51822,9	48050,8	87,6	3716,5	67240,8	28,5	1381,1	139,7	48,497	1681,341
2041	307,4	1,5	3,5	11579,5	57,8	0,198	2548,8	2548,8	54371,6	50599,6	87,9	3699,7	70940,5	25,1	1406,2	139,5	45,069	1726,410
2042	299,7	1,5	3,5	11879,2	59,3	0,203	2545,7	2545,7	56917,3	53145,2	88,2	3683,2	74623,7	21,9	1428,0	139,3	41,890	1768,300
2043	292,2	1,5	3,6	12171,5	60,7	0,208	2542,6	2542,6	59459,9	55687,9	88,5	3667,0	78290,7	18,9	1447,0	139,0	38,942	1807,241
2044	284,9	1,4	3,6	12456,4	62,2	0,212	2539,7	2539,7	61999,6	58227,5	88,8	3651,2	81941,9	16,2	1463,2	138,8	36,207	1843,448
2045	277,8	1,4	3,7	12734,3	63,5	0,217	2536,8	2536,8	64536,3	60764,3	89,0	3635,6	85577,4	13,7	1476,9	138,6	33,671	1877,119
2046	270,9	1,4	3,7	13005,1	64,9	0,222	2534,0	2534,0	67070,3	63298,3	89,3	3620,3	89197,7	11,3	1488,2	138,4	31,318	1908,438
2047	264,1	1,3	3,8	13269,3	66,2	0,226	2531,3	2531,3	69601,6	65829,6	89,6	3605,3	92803,0	9,1	1497,3	138,2	29,136	1937,574
2048	257,5	1,3	3,8	13526,8	67,5	0,231	2528,6	2528,6	72130,3	68358,2	89,8	3590,5	96393,5	8,4	1505,7	137,9	28,412	1965,986
2049	251,1	1,3	3,9	13777,9	68,8	0,235	2526,1	2526,1	74656,3	70884,3	90,1	3576,1	99969,5	7,7	1513,4	137,7	27,705	1993,691
2050	244,9	1,2	3,9	14022,8	70,0	0,239	2523,6	2523,6	77180,0	73407,9	90,3	3561,9	103531,4	7,0	1520,5	137,5	27,017	2020,708
2051	238,8	1,2	4,0	14261,6	71,2	0,243	2521,2	2521,2	79701,2	75929,2	90,5	3547,9	107079,3	6,3	1526,8	137,3	26,345	2047,053
2052	232,8	1,2	4,0	14494,4	72,3	0,247	2518,9	2518,9	82220,1	78448,1	90,8	3534,3	110613,6	5,7	1532,5	137,1	25,691	2072,744
2053	226,6	1,1	4,1	14720,9	73,5	0,251	2516,7	2516,7	84736,9	80964,8	91,0	3520,6	114134,2	5,0	1537,5	136,8	25,030	2097,774
2054	220,6	1,1	4,1	14941,6	74,6	0,255	2514,6	2514,6	87251,4	83479,4	91,2	3507,2	117641,5	4,4	1541,9	136,6	24,389	2122,164
2055	214,8	1,1	4,2	15156,4	75,6	0,259	2512,6	2512,6	89764,0	85992,0	91,5	3494,2	121135,7	3,8	1545,7	136,4	23,767	2145,931
2056	209,2	1,0	4,3	15365,6	76,7	0,262	2510,6	2510,6	92274,6	88502,6	91,7	3481,4	124617,0	3,2	1548,8	136,2	23,163	2169,094
2057	203,8	1,0	4,4	15569,4	77,7	0,266	2508,8	2508,8	94783,4	91011,4	91,9	3468,9	128085,9	2,6	1551,4	136,0	22,576	2191,670
2058	198,5	1,0	4,4	15767,9	78,7	0,269	2507,0	2507,0	97290,4	93518,4	92,1	3456,7	131542,6	2,0	1553,4	135,7	22,005	2213,674

Продолжение таблицы 1.5.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2059	193,4	1,0	4,5	15961,4	79,7	0,272	2505,4	2505,4	99795,8	96023,8	92,3	3444,7	134987,3	1,4	1554,9	135,5	21,450	2235,124
2060	188,5	0,9	4,6	16149,9	80,6	0,275	2503,8	2503,8	102299,6	98527,6	92,5	3433,1	138420,4	0,0	1554,9	135,3	20,910	2256,034
2061	183,7	0,9	4,7	16333,5	81,5	0,279	2502,3	2502,3	104802,0	101029,9	92,7	3421,6	141842,0	0,0	1554,9	135,1	20,384	2276,418

2062	178,8	0,9	4,8	16512,3	82,4	0,282	2501,0	2501,0	107302,9	103530,9	92,9	3410,3	145252,4	0,0	1554,9	134,9	19,862	2296,280
2063	174,0	0,9	4,9	16686,3	83,3	0,285	2499,7	2499,7	109802,7	106030,7	93,0	3399,2	148651,6	0,0	1554,9	134,6	19,354	2315,634
2064	169,4	0,8	5,1	16855,6	84,1	0,288	2498,6	2498,6	112301,3	108529,2	93,2	3388,4	152040,0	0,0	1554,9	134,4	18,861	2334,496
2065	164,3	0,8	5,2	17020,0	84,9	0,290	2453,4	2453,4	114754,7	110982,7	93,3	3335,2	155375,2	0,0	1554,9	134,8	18,349	2352,845
2066	160,1	0,8	5,3	17180,0	85,7	0,293	2452,2	2452,2	117206,9	113434,8	93,5	3324,7	158699,9	0,0	1554,9	134,6	17,887	2370,732
2067	156,0	0,8	5,5	17336,0	86,5	0,296	2438,5	2438,5	119645,3	115873,3	93,6	3302,3	162002,2	0,0	1554,9	134,5	17,438	2388,170
2068	152,0	0,8	5,6	17487,9	87,3	0,298	2425,5	2425,5	122070,8	118298,8	93,7	3280,9	165283,1	0,0	1554,9	134,5	17,001	2405,171
2069	148,1	0,7	5,8	17636,0	88,0	0,301	2413,2	2413,2	124484,1	120712,0	93,9	3260,2	168543,3	0,0	1554,9	134,4	16,575	2421,745
2070	144,3	0,7	6,0	17780,3	88,7	0,303	2401,6	2401,6	126885,7	123113,6	94,0	3240,2	171783,5	0,0	1554,9	134,4	16,160	2437,905
2071	140,6	0,7	6,2	17921,0	89,4	0,306	2390,5	2390,5	129276,2	125504,2	94,1	3221,0	175004,5	0,0	1554,9	134,3	15,756	2453,661
2072	137,1	0,7	6,5	18058,0	90,1	0,308	2380,0	2380,0	131656,2	127884,2	94,2	3202,4	178206,9	0,0	1554,9	134,2	15,362	2469,023
2073	133,2	0,7	6,7	18191,2	90,8	0,310	2370,0	2370,0	134026,3	130254,3	94,4	3184,2	181391,1	0,0	1554,9	134,1	14,956	2483,979
2074	129,5	0,6	7,0	18320,7	91,4	0,313	2360,5	2360,5	136386,8	132614,8	94,5	3166,6	184557,7	0,0	1554,9	134,0	14,562	2498,541
2075	125,8	0,6	7,3	18446,5	92,1	0,315	2351,5	2351,5	138738,3	134966,3	94,6	3149,6	187707,4	0,0	1554,9	133,9	14,180	2512,721
2076	122,4	0,6	7,7	18568,9	92,7	0,317	2342,8	2342,8	141081,1	137309,1	94,8	3133,1	190840,5	0,0	1554,9	133,8	13,809	2526,530
2077	118,2	0,6	8,0	18687,2	93,3	0,319	2333,0	2333,0	143414,0	139642,0	94,9	3114,9	193955,3	0,0	1554,9	133,7	13,358	2539,888
2078	114,3	0,6	8,5	18801,4	93,8	0,321	2323,5	2323,5	145737,5	141965,5	95,1	3097,1	197052,5	0,0	1554,9	133,6	12,923	2552,811
2079	109,6	0,5	8,9	18911,1	94,4	0,323	2268,7	2268,7	148006,2	144234,2	95,2	3035,4	200087,9	0,0	1554,9	134,2	12,469	2565,281
2080	106,0	0,5	9,4	19017,1	94,9	0,324	2263,3	2263,3	150269,5	146497,5	95,3	3022,0	203109,8	0,0	1554,9	134,0	12,067	2577,348
2081	102,6	0,5	10,0	19119,7	95,4	0,326	2257,9	2257,9	152527,5	148755,4	95,5	3008,7	206118,5	0,0	1554,9	133,9	11,678	2589,026
2082	99,2	0,5	10,8	19219,0	95,9	0,328	2252,6	2252,6	154780,0	151008,0	95,6	2995,6	209114,1	0,0	1554,9	133,7	11,303	2600,329
2083	96,0	0,5	11,7	19315,0	96,4	0,329	2247,3	2247,3	157027,3	153255,3	95,7	2982,6	212096,7	0,0	1554,9	133,6	10,940	2611,268
2084	92,5	0,5	12,8	19407,5	96,8	0,331	2242,0	2242,0	159269,4	155497,3	95,9	2969,7	215066,3	0,0	1554,9	133,4	10,564	2621,832
2085	89,2	0,4	14,1	19496,7	97,3	0,333	2236,8	2236,8	161506,2	157734,1	96,0	2956,9	218023,2	0,0	1554,9	133,3	10,202	2632,035
2086	81,1	0,4	15,0	19577,8	97,7	0,334	2159,7	2159,7	163665,9	159893,9	96,2	2843,8	220867,1	0,0	1554,9	132,9	9,265	2641,300
2087	73,7	0,4	16,0	19651,5	98,1	0,335	2085,8	2085,8	165751,7	161979,7	96,5	2735,8	223602,9	0,0	1554,9	132,6	8,415	2649,715
2088	67,0	0,3	17,3	19718,5	98,4	0,336	2014,9	2014,9	167766,6	163994,6	96,7	2632,7	226235,6	0,0	1554,9	132,2	7,643	2657,358
2089	60,9	0,3	19,0	19779,5	98,7	0,337	1946,9	1946,9	169713,5	165941,5	96,9	2534,1	228769,7	0,0	1554,9	131,9	6,943	2664,301
2090	54,5	0,3	21,0	19834,0	99,0	0,338	1801,7	1801,7	171515,2	167743,2	97,0	2362,5	231132,2	0,0	1554,9	133,0	6,256	2670,557
2091	49,6	0,2	24,2	19883,6	99,2	0,339	1739,9	1739,9	173255,1	169483,1	97,1	2273,3	233405,5	0,0	1554,9	132,6	5,685	2676,242
2092	45,1	0,2	29,0	19928,7	99,4	0,340	1680,6	1680,6	174935,7	171163,7	97,3	2188,1	235593,6	0,0	1554,9	132,3	5,167	2681,410
2093	40,3	0,2	36,5	19968,9	99,7	0,341	1596,5	1596,5	176532,2	172760,2	97,5	2079,9	237673,5	0,0	1554,9	132,5	4,627	2686,036
2094	36,6	0,2	52,2	20005,5	99,8	0,341	1541,8	1541,8	178074,0	174302,0	97,6	2001,9	239675,4	0,0	1554,9	132,2	4,201	2690,238
2095	33,3	0,2	99,5	20038,8	100,0	0,342	1489,4	1489,4	179563,5	175791,4	97,8	1927,4	241602,8	0,0	1554,9	131,8	3,815	2694,053
2096	27,0	0,1	100,0	20065,8	100,0	0,342	1239,5	1239,5	180803,0	177031,0	97,8	1660,0	243262,8	0,0	1554,9	136,5	3,234	2697,286
2097	24,3	0,1		20090,2		0,343	1190,0	1190,0	181993,0	178221,0	98,0	1590,4	244853,2	0,0	1554,9	136,3	2,914	2700,200
2098	21,9	0,1		20112,1		0,343	1142,4	1142,4	183135,3	179363,3	98,1	1523,9	246377,1	0,0	1554,9	136,2	2,625	2702,825
2099	19,8	0,1		20131,9		0,343	1096,7	1096,7	184232,0	180460,0	98,2	1460,2	247837,3	0,0	1554,9	136,0	2,365	2705,190

Таблица 1.5.3.3 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 1. Месторождение Коньис.

Годы	Бурения скважин			Зарезка бокового ствола	Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатация бурения с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из эксл.фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скв.	Фонд газо-нагн.скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водо-нагн. скважин, м³/сут	Приемистость газо-нагн. скважин, тыс.м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.							Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2024	0	0	0	0	0	0	0	501	701,4	0	0	0	274	274	166	6	1,2	19,6	20,2	1,6
2025	3	3	0	0	3	1	0	504	705,5	0	0	0	278	278	166	6	1,2	21,0	21,8	1,7

2026	3	3	0	0	3	1	0	507	709,5	0	0	0	282	282	166	6	1,2	21,6	22,7	1,8
2027	5	5	0	0	5	1	1	512	716,3	0	0	0	287	287	167	6	1,2	23,8	25,0	1,9
2028	6	6	0	0	6	1	2	518	724,4	0	0	0	292	292	169	6	1,3	26,0	27,6	2,0
2029	20	20	0	0	20	1	0	538	751,4	0	0	0	313	313	169	6	2,0	27,6	32,2	2,1
2030	22	22	0	0	22	0	0	560	781,1	0	0	0	335	335	169	6	2,7	29,9	37,7	16,3
2031	21	21	0	10	21	0	1	581	809,4	0	0	0	355	355	170	6	3,5	32,6	43,4	32,2
2032	23	23	0	10	23	0	1	604	840,5	0	0	0	377	377	171	6	4,2	34,5	49,2	48,2
2033	26	26	0	10	26	0	2	630	875,6	0	0	0	401	401	173	6	4,9	36,6	55,7	63,9
2034	2	2	0	10	2	0	2	632	878,3	0	0	0	401	401	175	6	5,0	40,5	60,0	60,0
2035	0	0	0	10	0	0	2	632	878,3	0	0	0	399	399	177	6	4,9	42,6	62,0	55,4
2036	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	399	399	177	6	5,0	42,5	61,9	51,9
2037	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	399	399	177	6	4,9	42,4	61,7	47,7
2038	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	1	1	398	398	176	6	4,9	42,5	61,9	43,7
2039	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	398	398	176	6	4,9	42,4	61,7	40,0
2040	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	1	1	0	397	397	176	6	4,9	42,5	61,5	36,4
2041	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	397	397	176	6	4,8	42,4	61,3	33,0
2042	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	2	1	395	395	175	6	4,7	42,6	61,4	28,5
2043	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	395	395	175	6	4,6	42,5	61,1	24,3
2044	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	392	392	175	6	4,5	42,8	60,9	20,4
2045	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	392	392	175	6	4,4	42,6	60,6	16,8
2046	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	2	1	390	390	174	6	4,3	42,9	60,7	13,5
2047	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	390	390	174	6	4,2	42,8	60,4	10,4
2048	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	387	387	174	6	4,2	43,1	60,2	9,4
2049	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	1	1	0	386	386	174	6	4,0	43,1	59,9	8,3
2050	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	4	3	1	383	383	173	6	4,0	43,3	60,0	7,3
2051	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	383	383	173	6	3,9	43,3	59,8	6,4
2052	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	4	3	1	380	380	172	6	3,8	43,7	59,8	5,4
2053	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	380	380	172	6	3,7	43,6	59,6	4,5
2054	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	378	378	172	6	3,6	43,8	59,4	3,6
2055	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	378	378	172	6	3,5	43,7	59,1	2,7
2056	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	2	1	376	376	171	6	3,4	43,9	59,2	1,9
2057	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	376	376	171	6	3,3	43,8	59,0	1,1
2058	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	8	2	6	374	374	165	0	3,3	44,0	60,9	0,0
2059	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	374	374	165	0	3,2	43,9	60,7	0,0
2060	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	372	372	165	0	3,1	44,2	60,5	0,0
2061	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	372	372	165	0	3,0	44,1	60,3	0,0

Продолжение таблицы 1.5.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2062	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	370	370	165	0	3,0	44,3	60,0	0,0
2063	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	16	11	5	359	359	160	0	3,0	44,5	60,8	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	357	357	160	0	2,9	44,8	60,6	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	357	357	160	0	2,8	44,7	60,4	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	354	354	160	0	2,8	45,1	60,2	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	1	1	0	353	353	160	0	2,7	45,0	59,8	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	353	353	160	0	2,7	44,8	59,4	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	350	350	160	0	2,6	45,0	59,0	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	350	350	160	0	2,6	44,7	58,6	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	348	348	160	0	2,5	44,8	58,3	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	348	348	160	0	2,4	44,6	58,0	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	346	346	160	0	2,4	44,7	57,7	0,0

2074	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	1	1	0	345	345	160	0	2,3	44,6	57,3	0,0
2075	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	343	343	160	0	2,3	44,7	57,0	0,0
2076	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	343	343	160	0	2,2	44,5	56,7	0,0
2077	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	341	341	160	0	2,2	44,6	56,3	0,0
2078	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	341	341	160	0	2,1	44,4	56,0	0,0
2079	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	339	339	160	0	2,0	44,5	55,7	0,0
2080	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	1	1	0	338	338	160	0	2,0	44,4	55,4	0,0
2081	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	335	335	160	0	1,9	44,7	55,1	0,0
2082	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	335	335	160	0	1,8	44,5	54,8	0,0
2083	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	332	332	160	0	1,8	44,8	54,5	0,0
2084	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	332	332	160	0	1,7	44,6	54,2	0,0
2085	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	329	329	160	0	1,7	44,9	53,9	0,0
2086	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	329	329	160	0	1,6	43,3	51,9	0,0
2087	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	327	327	160	0	1,5	42,0	50,0	0,0
2088	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	1	1	0	326	326	160	0	1,5	40,6	48,1	0,0
2089	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	324	324	160	0	1,4	39,5	46,3	0,0
2090	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	1	1	0	323	323	160	0	1,4	38,2	44,6	0,0
2091	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	321	321	160	0	1,3	37,2	43,0	0,0
2092	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	12	8	4	313	313	156	0	1,3	36,5	42,7	0,0
2093	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	9	8	1	305	305	155	0	1,3	37,0	41,7	0,0
2094	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	305	305	155	0	1,2	36,3	40,9	0,0
2095	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	22	17	5	288	288	150	0	1,2	36,4	40,8	0,0
2096	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	45	35	10	253	253	140	0	1,3	36,8	38,9	0,0
2097	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	251	251	140	0	1,3	36,4	38,1	0,0
2098	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	251	251	140	0	1,2	35,6	37,3	0,0
2099	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	249	249	140	0	1,2	35,2	36,5	0,0
2100	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	249	249	140	0	1,1	34,5	35,7	0,0
2101	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	2	2	0	247	247	140	0	1,1	34,1	34,9	0,0
2102	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	247	247	140	0	1,0	33,4	34,2	0,0
2103	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	244	244	140	0	1,0	33,2	33,4	0,0
2104	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	244	244	140	0	0,9	32,4	32,7	0,0
2105	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	241	241	140	0	0,8	32,3	31,9	0,0

Продолжение таблицы 1.5.3.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2106	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	0	0	0	241	241	140	0	0,8	31,5	31,2	0,0
2107	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	238	238	140	0	0,7	31,4	30,6	0,0
2108	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	235	235	140	0	0,7	31,2	29,9	0,0
2109	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	232	232	140	0	0,6	30,9	29,2	0,0
2110	0	0	0	0	0	0	0	632	878,3	3	3	0	229	229	140	0	0,6	30,7	28,6	0,0

Таблица 1.5.3.4 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1. Месторождение Коньис.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коэф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов				Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3	Годовая закачка газа, млн.м3	Накоп-ленная закачка газа, млн.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2024	46,9	0,2	0,4	7912,3	39,5	0,135	772,6	772,6	21785,5	18013,5	93,9	1103,7	23617,5	1,0	1020,7	142,2	12,749	1036,389
2025	47,3	0,2	0,4	7959,6	39,7	0,136	837,5	837,5	22623,0	18850,9	94,4	1191,2	24808,7	1,1	1021,8	141,9	12,719	1049,108
2026	47,5	0,2	0,4	8007,1	40,0	0,137	876,7	876,7	23499,6	19727,6	94,6	1237,5	26046,3	1,2	1022,9	141,1	12,427	1061,535
2027	48,4	0,2	0,4	8055,6	40,2	0,137	977,0	977,0	24476,6	20704,6	95,0	1373,3	27419,5	1,2	1024,2	140,9	11,688	1073,223
2028	54,4	0,3	0,5	8110,0	40,5	0,138	1089,9	1089,9	25566,5	21794,4	95,0	1533,7	28953,2	1,3	1025,5	141,0	13,164	1086,387
2029	89,8	0,4	0,8	8199,8	40,9	0,140	1257,8	1257,8	26824,3	23052,3	92,9	1788,5	30741,7	1,4	1026,9	140,6	21,221	1107,608
2030	134,4	0,7	1,1	8334,3	41,6	0,142	1462,5	1462,5	28286,8	24514,8	90,8	2093,6	32835,3	10,7	1037,6	139,9	30,713	1138,321
2031	181,7	0,9	1,6	8515,9	42,5	0,145	1679,7	1679,7	29966,6	26194,6	89,2	2423,9	35259,2	21,2	1058,8	139,7	41,183	1179,504
2032	232,8	1,2	2,0	8748,8	43,7	0,149	1896,5	1896,5	31863,1	28091,1	87,7	2764,4	38023,6	31,7	1090,5	139,9	51,689	1231,193
2033	286,3	1,4	2,5	9035,0	45,1	0,154	2146,5	2146,5	34009,6	30237,6	86,7	3165,3	41188,8	42,0	1132,5	140,7	62,008	1293,201
2034	288,3	1,4	2,6	9323,3	46,5	0,159	2352,3	2352,3	36362,0	32590,0	87,7	3448,7	44637,5	39,4	1171,9	140,7	59,403	1352,604
2035	286,8	1,4	2,7	9610,1	48,0	0,164	2468,6	2468,6	38830,5	35058,5	88,4	3606,1	48243,6	36,4	1208,3	140,7	56,386	1408,990
2036	287,8	1,4	2,8	9897,9	49,4	0,169	2465,0	2465,0	41295,5	37523,5	88,3	3597,9	51841,5	34,1	1242,4	140,6	54,086	1463,076
2037	286,1	1,4	2,8	10184,0	50,8	0,174	2461,4	2461,4	43756,9	39984,9	88,4	3587,2	55428,6	31,3	1273,7	140,4	51,343	1514,419
2038	284,4	1,4	2,9	10468,4	52,2	0,179	2457,9	2457,9	46214,8	42442,8	88,4	3576,5	59005,1	28,7	1302,4	140,2	48,740	1563,159
2039	282,8	1,4	3,0	10751,2	53,7	0,183	2454,5	2454,5	48669,3	44897,3	88,5	3566,0	62571,1	26,3	1328,7	140,0	46,271	1609,429
2040	281,2	1,4	3,0	11032,4	55,1	0,188	2451,1	2451,1	51120,5	47348,5	88,5	3555,6	66126,7	23,9	1352,6	139,9	43,928	1653,357
2041	279,6	1,4	3,1	11312,1	56,5	0,193	2447,9	2447,9	53568,4	49796,3	88,6	3545,3	69671,9	21,7	1374,3	139,7	41,705	1695,063
2042	272,6	1,4	3,1	11584,6	57,8	0,198	2444,6	2444,6	56013,0	52241,0	88,9	3529,4	73201,3	18,7	1393,1	139,5	38,738	1733,801
2043	265,7	1,3	3,1	11850,3	59,1	0,202	2441,5	2441,5	58454,5	54682,5	89,1	3513,9	76715,2	16,0	1409,1	139,3	35,986	1769,787
2044	258,9	1,3	3,2	12109,2	60,4	0,207	2438,4	2438,4	60892,9	57120,9	89,4	3498,6	80213,8	13,4	1422,5	139,0	33,435	1803,222
2045	252,4	1,3	3,2	12361,6	61,7	0,211	2435,4	2435,4	63328,3	59556,3	89,6	3483,6	83697,4	11,1	1433,6	138,8	31,068	1834,290
2046	246,0	1,2	3,2	12607,6	62,9	0,215	2432,5	2432,5	65760,8	61988,8	89,9	3468,8	87166,2	8,9	1442,4	138,6	28,874	1863,164
2047	239,8	1,2	3,2	12847,4	64,1	0,219	2429,6	2429,6	68190,4	64418,4	90,1	3454,4	90620,6	6,8	1449,3	138,4	26,839	1890,003
2048	233,7	1,2	3,3	13081,2	65,3	0,223	2426,8	2426,8	70617,2	66845,2	90,4	3440,1	94060,7	6,2	1455,5	138,2	26,167	1916,170
2049	227,3	1,1	3,3	13308,5	66,4	0,227	2423,3	2423,3	73040,5	69268,5	90,6	3425,0	97485,7	5,5	1460,9	138,0	25,484	1941,653
2050	221,1	1,1	3,3	13529,6	67,5	0,231	2419,9	2419,9	75460,4	71688,4	90,9	3410,2	100896,0	4,8	1465,8	137,8	24,822	1966,475
2051	215,2	1,1	3,3	13744,7	68,6	0,234	2416,5	2416,5	77876,9	74104,9	91,1	3395,7	104291,7	4,2	1469,9	137,5	24,180	1990,655

Продолжение таблицы 1.5.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2052	209,4	1,0	3,3	13954,1	69,6	0,238	2413,2	2413,2	80290,2	76518,2	91,3	3381,6	107673,3	3,6	1473,5	137,3	23,557	2014,211
2053	203,8	1,0	3,3	14157,9	70,7	0,242	2410,1	2410,1	82700,2	78928,2	91,5	3367,7	111040,9	3,0	1476,4	137,1	22,952	2037,164

2054	198,4	1,0	3,4	14356,4	71,6	0,245	2406,9	2406,9	85107,2	81335,2	91,8	3354,0	114395,0	2,4	1478,8	136,9	22,365	2059,529
2055	193,2	1,0	3,4	14549,6	72,6	0,248	2403,9	2403,9	87511,1	83739,1	92,0	3340,7	117735,7	1,8	1480,6	136,7	21,795	2081,323
2056	188,2	0,9	3,4	14737,8	73,5	0,251	2401,0	2401,0	89912,1	86140,0	92,2	3327,6	121063,3	1,2	1481,8	136,5	21,240	2102,563
2057	183,3	0,9	3,5	14921,1	74,5	0,255	2398,1	2398,1	92310,2	88538,2	92,4	3314,8	124378,1	0,7	1482,5	136,3	20,701	2123,264
2058	178,5	0,9	3,5	15099,6	75,4	0,258	2395,4	2395,4	94705,5	90933,5	92,5	3302,2	127680,3	0,0	1482,5	136,1	20,176	2143,440
2059	173,9	0,9	3,5	15273,6	76,2	0,261	2392,7	2392,7	97098,2	93326,2	92,7	3289,9	130970,2	0,0	1482,5	135,9	19,666	2163,107
2060	169,5	0,8	3,6	15443,0	77,1	0,263	2390,1	2390,1	99488,3	95716,3	92,9	3277,8	134248,0	0,0	1482,5	135,7	19,170	2182,277
2061	165,1	0,8	3,6	15608,1	77,9	0,266	2387,6	2387,6	101875,9	98103,9	93,1	3266,0	137514,0	0,0	1482,5	135,5	18,687	2200,963
2062	160,9	0,8	3,6	15769,0	78,7	0,269	2385,2	2385,2	104261,1	100489,1	93,3	3254,4	140768,4	0,0	1482,5	135,3	18,216	2219,179
2063	156,2	0,8	3,7	15925,2	79,5	0,272	2336,5	2336,5	106597,6	102825,6	93,3	3198,1	143966,5	0,0	1482,5	135,8	17,726	2236,905
2064	152,3	0,8	3,7	16077,5	80,2	0,274	2334,0	2334,0	108931,6	105159,6	93,5	3186,7	147153,2	0,0	1482,5	135,5	17,284	2254,189
2065	148,5	0,7	3,7	16226,0	81,0	0,277	2331,5	2331,5	111263,1	107491,1	93,6	3175,6	150328,7	0,0	1482,5	135,3	16,854	2271,043
2066	144,7	0,7	3,8	16370,7	81,7	0,279	2329,2	2329,2	113592,3	109820,3	93,8	3164,6	153493,4	0,0	1482,5	135,1	16,434	2287,477
2067	141,1	0,7	3,8	16511,8	82,4	0,282	2315,3	2315,3	115907,6	112135,6	93,9	3142,7	156636,0	0,0	1482,5	135,1	16,024	2303,501
2068	137,6	0,7	3,9	16649,4	83,1	0,284	2302,1	2302,1	118209,7	114437,7	94,0	3121,5	159757,5	0,0	1482,5	135,1	15,625	2319,126
2069	134,1	0,7	4,0	16783,6	83,8	0,286	2289,5	2289,5	120499,3	116727,2	94,1	3101,1	162858,6	0,0	1482,5	135,0	15,236	2334,362
2070	130,8	0,7	4,0	16914,4	84,4	0,289	2277,5	2277,5	122776,8	119004,8	94,3	3081,3	165939,9	0,0	1482,5	134,9	14,856	2349,219
2071	127,4	0,6	4,1	17041,8	85,0	0,291	2268,7	2268,7	125045,4	121273,4	94,4	3064,6	169004,5	0,0	1482,5	134,8	14,482	2363,701
2072	124,1	0,6	4,1	17165,9	85,7	0,293	2260,0	2260,0	127305,4	123533,4	94,5	3048,2	172052,6	0,0	1482,5	134,7	14,118	2377,818
2073	120,9	0,6	4,2	17286,8	86,3	0,295	2249,6	2249,6	129555,0	125783,0	94,6	3030,2	175082,9	0,0	1482,5	134,6	13,760	2391,578
2074	117,7	0,6	4,3	17404,5	86,9	0,297	2239,6	2239,6	131794,6	128022,6	94,7	3012,7	178095,5	0,0	1482,5	134,6	13,412	2404,990
2075	114,7	0,6	4,4	17519,2	87,4	0,299	2229,8	2229,8	134024,4	130252,3	94,9	2995,5	181091,0	0,0	1482,5	134,5	13,073	2418,063
2076	111,7	0,6	4,4	17630,9	88,0	0,301	2220,2	2220,2	136244,6	132472,6	95,0	2978,6	184069,6	0,0	1482,5	134,4	12,743	2430,806
2077	107,6	0,5	4,5	17738,5	88,5	0,303	2210,9	2210,9	138455,5	134683,5	95,1	2960,9	187030,5	0,0	1482,5	134,3	12,270	2443,076
2078	103,6	0,5	4,5	17842,1	89,0	0,304	2201,8	2201,8	140657,3	136885,3	95,3	2943,5	189974,0	0,0	1482,5	134,2	11,815	2454,891
2079	99,7	0,5	4,5	17941,8	89,5	0,306	2193,0	2193,0	142850,3	139078,3	95,5	2927,1	192901,2	0,0	1482,5	134,1	11,377	2466,269
2080	96,0	0,5	4,6	18037,9	90,0	0,308	2184,3	2184,3	145034,6	141262,6	95,6	2911,1	195812,3	0,0	1482,5	134,0	10,956	2477,225
2081	92,5	0,5	4,6	18130,4	90,5	0,309	2175,9	2175,9	147210,6	143438,5	95,7	2895,3	198707,6	0,0	1482,5	133,9	10,551	2487,776
2082	89,1	0,4	4,7	18219,5	90,9	0,311	2167,7	2167,7	149378,3	145606,2	95,9	2879,9	201587,5	0,0	1482,5	133,8	10,161	2497,936
2083	85,8	0,4	4,7	18305,3	91,3	0,312	2159,7	2159,7	151537,9	147765,9	96,0	2864,7	204452,2	0,0	1482,5	133,7	9,785	2507,722
2084	82,4	0,4	4,8	18387,6	91,8	0,314	2151,8	2151,8	153689,8	149917,7	96,2	2849,8	207302,0	0,0	1482,5	133,6	9,405	2517,126
2085	79,1	0,4	4,8	18466,7	92,2	0,315	2144,2	2144,2	155833,9	152061,9	96,3	2835,1	210137,0	0,0	1482,5	133,5	9,040	2526,166
2086	75,9	0,4	4,8	18542,6	92,5	0,316	2067,4	2067,4	157901,4	154129,3	96,3	2728,5	212865,5	0,0	1482,5	133,3	8,689	2534,855
2087	72,9	0,4	4,9	18615,5	92,9	0,318	1993,9	1993,9	159895,2	156123,2	96,3	2626,3	215491,8	0,0	1482,5	133,0	8,352	2543,207
2088	70,0	0,3	4,9	18685,5	93,2	0,319	1923,3	1923,3	161818,5	158046,5	96,4	2528,4	218020,2	0,0	1482,5	132,8	8,029	2551,236
2089	67,2	0,3	5,0	18752,7	93,6	0,320	1855,6	1855,6	163674,2	159902,1	96,4	2434,5	220454,7	0,0	1482,5	132,5	7,719	2558,955
2090	64,6	0,3	5,0	18817,3	93,9	0,321	1790,7	1790,7	165464,9	161692,9	96,4	2344,8	222799,4	0,0	1482,5	132,3	7,421	2566,375
2091	62,0	0,3	5,1	18879,3	94,2	0,322	1728,5	1728,5	167193,4	163421,4	96,4	2258,8	225058,2	0,0	1482,5	132,0	7,134	2573,510
2092	59,3	0,3	5,1	18938,6	94,5	0,323	1673,2	1673,2	168866,6	165094,6	96,5	2190,2	227248,4	0,0	1482,5	132,3	6,844	2580,354
2093	56,1	0,3	5,1	18994,7	94,8	0,324	1617,3	1617,3	170483,9	166711,9	96,5	2121,5	229369,9	0,0	1482,5	132,6	6,511	2586,864
2094	53,9	0,3	5,2	19048,6	95,1	0,325	1589,1	1589,1	172073,0	168300,9	96,6	2080,5	231450,4	0,0	1482,5	132,5	6,260	2593,124
2095	51,3	0,3	5,2	19099,9	95,3	0,326	1534,5	1534,5	173607,4	169835,4	96,7	2009,6	233460,0	0,0	1482,5	132,5	5,998	2599,122
2096	46,7	0,2	5,0	19146,6	95,5	0,327	1324,0	1324,0	174931,4	171159,4	96,5	1790,2	235250,2	0,0	1482,5	136,7	5,590	2604,712

Продолжение таблицы 1.5.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2097	45,0	0,2	5,0	19191,6	95,8	0,327	1297,5	1297,5	176228,9	172456,9	96,5	1751,9	237002,1	0,0	1482,5	136,5	5,380	2610,092
2098	43,3	0,2	5,1	19234,8	96,0	0,328	1271,5	1271,5	177500,4	173728,4	96,6	1714,4	238716,4	0,0	1482,5	136,4	5,178	2615,271
2099	41,6	0,2	5,2	19276,5	96,2	0,329	1246,1	1246,1	178746,5	174974,5	96,7	1677,7	240394,1	0,0	1482,5	136,2	4,984	2620,255
2100	40,1	0,2	5,3	19316,6	96,4	0,330	1221,2	1221,2	179967,7	176195,7	96,7	1641,8	242035,9	0,0	1482,5	136,1	4,797	2625,052
2101	38,6	0,2	5,3	19355,1	96,6	0,330	1196,8	1196,8	181164,5	177392,4	96,8	1606,7	243642,5	0,0	1482,5	136,0	4,617	2629,670

2102	35,7	0,2	5,2	19390,9	96,8	0,331	1172,8	1172,8	182337,3	178565,3	97,0	1570,9	245213,5	0,0	1482,5	135,8	4,276	2633,946
2103	33,1	0,2	5,1	19424,0	96,9	0,331	1149,4	1149,4	183486,7	179714,6	97,1	1536,1	246749,6	0,0	1482,5	135,6	3,959	2637,905
2104	30,6	0,2	5,0	19454,6	97,1	0,332	1126,4	1126,4	184613,0	180841,0	97,3	1502,2	248251,8	0,0	1482,5	135,5	3,666	2641,571
2105	28,4	0,1	4,9	19483,0	97,2	0,332	1103,9	1103,9	185716,9	181944,9	97,4	1469,1	249720,9	0,0	1482,5	135,3	3,395	2644,966
2106	26,3	0,1	4,7	19509,2	97,4	0,333	1081,8	1081,8	186798,7	183026,6	97,6	1436,8	251157,8	0,0	1482,5	135,2	3,144	2648,110
2107	24,3	0,1	4,6	19533,5	97,5	0,333	1060,1	1060,1	187858,8	184086,8	97,7	1405,3	252563,1	0,0	1482,5	135,0	2,911	2651,021
2108	22,5	0,1	4,5	19556,1	97,6	0,334	1038,9	1038,9	188897,7	185125,7	97,8	1374,6	253937,7	0,0	1482,5	134,9	2,696	2653,717
2109	20,9	0,1	4,3	19576,9	97,7	0,334	1018,2	1018,2	189915,9	186143,9	98,0	1344,6	255282,3	0,0	1482,5	134,7	2,496	2656,213
2110	19,3	0,1	4,2	19596,2	97,8	0,334	997,8	997,8	190913,7	187141,7	98,1	1315,3	256597,6	0,0	1482,5	134,6	2,312	2658,525

Таблица 1.5.3.5 - Характеристика основного фонда скважин. Вариант 3. Месторождение Коныс.

Годы	Бурения скважин			Ввод скважины из бурения в эксплуатацию	Ввод скважины из наблюдательного фонда	Перевод скв. врем. дающих нефть в ППД	Фонд скважин с начала разработки	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин из экспл. фонда			Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд водо-нагн. скв.	Фонд газо-нагн. скв.	Среднегод. дебит на 1 скв.		Приемистость водо-нагн. скважин, м³/сут	Приемистость газо-нагн. скважин, тыс.м³/сут
	Всего	Добыв.	Нагнет.						Всего	В т. ч. доб.	В т. ч. нагнет.	Всего	Механизированных			Нефти, т/сут	Жидкости, т/сут		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2024	0	0	0	0	0	0	501	701,4	0	0	0	274	274	166	6	1,2	19,6	20,2	1,6
2025	3	3	0	3	1	0	504	705,5	0	0	0	278	278	166	6	1,2	21,0	21,8	1,7
2026	3	3	0	3	1	0	507	709,5	0	0	0	282	282	166	6	1,2	21,6	22,7	1,8
2027	5	5	0	5	1	1	512	716,3	0	0	0	287	287	167	6	1,2	23,8	25,0	1,9
2028	6	6	0	6	1	2	518	724,4	0	0	0	292	292	169	6	1,3	26,0	27,6	2,0
2029	20	20	0	20	1	0	538	751,4	0	0	0	313	313	169	6	2,0	27,5	32,1	2,1
2030	23	23	0	23	0	2	561	782,4	0	0	0	334	334	171	6	2,7	29,7	36,9	14,1
2031	31	31	0	31	0	1	592	824,3	0	0	0	364	364	172	6	3,6	31,4	43,0	34,4
2032	36	36	0	36	0	1	628	872,9	0	0	0	399	399	173	6	4,4	33,2	49,9	52,8
2033	33	33	0	33	0	2	661	917,4	0	0	0	430	430	175	6	5,0	35,1	57,1	70,9
2034	30	30	0	30	0	2	691	957,9	0	0	0	458	458	177	6	5,3	37,1	63,8	81,3
2035	0	0	0	0	0	2	691	957,9	0	0	0	456	456	179	6	5,5	39,7	66,0	77,1
2036	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	456	456	179	6	5,4	39,6	65,9	71,7
2037	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	456	456	179	6	5,4	39,5	65,7	66,5
2038	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	1	1	455	455	178	6	5,4	39,6	65,8	61,6
2039	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	455	455	178	6	5,3	39,5	65,6	57,0
2040	0	0	0	0	0	0	691	957,9	1	1	0	454	454	178	6	5,3	39,6	65,5	52,6
2041	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	454	454	178	6	5,2	39,5	65,1	46,5
2042	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	2	1	452	452	177	6	5,1	39,6	65,2	40,8
2043	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	452	452	177	6	4,9	39,6	64,9	35,6
2044	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	3	0	449	449	177	6	4,8	39,8	64,6	30,8
2045	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	449	449	177	6	4,7	39,7	64,3	26,3
2046	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	2	1	447	447	176	6	4,6	39,9	64,3	22,2
2047	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	447	447	176	6	4,4	39,8	64,0	18,4
2048	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	3	0	444	444	176	6	4,4	40,1	63,8	17,0
2049	0	0	0	0	0	0	691	957,9	1	1	0	443	443	176	6	4,2	40,0	63,5	15,7
2050	0	0	0	0	0	0	691	957,9	4	3	1	440	440	175	6	4,2	40,3	63,6	14,4
2051	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	440	440	175	6	4,0	40,2	63,3	13,2
2052	0	0	0	0	0	0	691	957,9	4	3	1	437	437	174	6	4,0	40,6	63,4	12,0
2053	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	437	437	174	6	3,8	40,5	63,1	10,8

2054	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	435	435	174	6	3,8	40,7	62,9	9,6
2055	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	435	435	174	6	3,6	40,6	62,6	8,5
2056	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	2	1	433	433	173	6	3,6	40,8	62,8	7,4
2057	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	433	433	173	6	3,5	40,7	62,5	6,3
2058	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	431	431	173	6	3,4	40,9	62,3	5,3
2059	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	431	431	173	6	3,3	40,8	62,0	4,3
2060	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	429	429	173	6	3,2	41,0	61,8	3,3
2061	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	429	429	173	6	3,1	41,0	61,6	2,4

Продолжение таблицы 1.5.3.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2062	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	427	427	173	6	3,0	41,2	61,4	1,5
2063	0	0	0	0	0	0	691	957,9	6	0	6	427	427	167	0	2,9	41,1	63,4	0,0
2064	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	425	425	167	0	2,9	41,3	63,2	0,0
2065	0	0	0	0	0	0	691	957,9	15	10	5	415	415	162	0	2,8	41,4	64,1	0,0
2066	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	3	0	412	412	162	0	2,8	41,8	63,9	0,0
2067	0	0	0	0	0	0	691	957,9	1	1	0	411	411	162	0	2,7	41,7	63,4	0,0
2068	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	411	411	162	0	2,6	41,5	63,0	0,0
2069	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	3	0	408	408	162	0	2,6	41,6	62,6	0,0
2070	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	408	408	162	0	2,5	41,4	62,2	0,0
2071	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	406	406	162	0	2,5	41,5	61,9	0,0
2072	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	406	406	162	0	2,4	41,2	61,5	0,0
2073	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	404	404	162	0	2,3	41,3	61,1	0,0
2074	0	0	0	0	0	0	691	957,9	1	1	0	403	403	162	0	2,3	41,2	60,8	0,0
2075	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	401	401	162	0	2,2	41,3	60,5	0,0
2076	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	401	401	162	0	2,1	41,1	60,2	0,0
2077	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	399	399	162	0	2,1	41,2	59,8	0,0
2078	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	399	399	162	0	2,0	41,0	59,4	0,0
2079	0	0	0	0	0	0	691	957,9	23	18	5	381	381	157	0	2,0	41,2	60,1	0,0
2080	0	0	0	0	0	0	691	957,9	1	1	0	380	380	157	0	1,9	41,2	59,9	0,0
2081	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	3	0	377	377	157	0	1,7	41,5	59,4	0,0
2082	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	377	377	157	0	1,5	41,3	59,1	0,0
2083	0	0	0	0	0	0	691	957,9	3	3	0	374	374	157	0	1,3	41,7	58,7	0,0
2084	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	374	374	157	0	1,2	41,5	58,4	0,0
2085	0	0	0	0	0	0	691	957,9	56	46	10	328	328	147	0	1,1	44,6	58,1	0,0
2086	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	328	328	147	0	1,0	42,8	55,7	0,0
2087	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	326	326	147	0	0,9	41,5	53,4	0,0
2088	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	326	326	147	0	0,8	39,8	51,2	0,0
2089	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	324	324	147	0	0,7	38,6	49,2	0,0
2090	0	0	0	0	0	0	691	957,9	16	10	6	314	314	141	0	0,6	36,1	47,5	0,0
2091	0	0	0	0	0	0	691	957,9	2	2	0	312	312	141	0	0,6	34,9	45,5	0,0
2092	0	0	0	0	0	0	691	957,9	0	0	0	312	312	141	0	0,5	33,5	43,7	0,0
2093	0	0	0	0	0	0	691	957,9	9	8	1	304	304	140	0	0,4	33,2	41,6	0,0

Таблица 1.5.3.6 - Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3. Месторождение Коньис.

Годы	Добыча нефти, тыс. т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от извлекаемых	Коеф. нефтеотд, д.ед	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продук-ции, %	Закачка рабочих агентов				Ком-пен-сация отбор. закач-кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		Началь-ных	Теку-щих				Всего	В т.ч. механиз. способом	Всего	В т.ч. механиз. способом		Годовая закачка воды, тыс.м3	Накоп-ленная закачка воды, тыс.м3	Годовая закачка газа, млн.м3	Накоп-ленная закачка газа, млн.м3		Годовая	Накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2024	46,9	0,2	0,4	7912,3	39,5	0,135	772,6	772,6	21785,5	18013,5	93,9	1103,7	23617,5	1,0	1020,7	142,2	12,749	1036,389
2025	47,3	0,2	0,4	7959,6	39,7	0,136	837,5	837,5	22623,0	18850,9	94,4	1191,2	24808,7	1,1	1021,8	141,9	12,719	1049,108
2026	47,5	0,2	0,4	8007,1	40,0	0,137	876,7	876,7	23499,6	19727,6	94,6	1237,5	26046,3	1,2	1022,9	141,1	12,427	1061,535
2027	48,4	0,2	0,4	8055,6	40,2	0,137	977,0	977,0	24476,6	20704,6	95,0	1373,3	27419,5	1,2	1024,2	140,9	11,688	1073,223
2028	54,4	0,3	0,5	8110,0	40,5	0,138	1089,9	1089,9	25566,5	21794,4	95,0	1533,7	28953,2	1,3	1025,5	141,0	13,164	1086,387
2029	89,8	0,4	0,8	8199,8	40,9	0,140	1254,4	1254,4	26820,8	23048,8	92,8	1783,1	30736,3	1,4	1026,9	140,6	20,757	1107,144
2030	132,3	0,7	1,1	8332,1	41,6	0,142	1444,9	1444,9	28265,8	24493,8	90,8	2071,3	32807,6	9,3	1036,2	140,1	29,277	1136,421
2031	192,3	1,0	1,6	8524,4	42,5	0,145	1672,3	1672,3	29938,1	26166,0	88,5	2431,3	35238,9	22,6	1058,8	140,2	42,588	1179,009
2032	256,0	1,3	2,2	8780,4	43,8	0,150	1938,7	1938,7	31876,7	28104,7	86,8	2835,3	38074,1	34,7	1093,5	139,6	54,708	1233,717
2033	316,7	1,6	2,8	9097,1	45,4	0,155	2219,7	2219,7	34096,4	30324,4	85,7	3281,7	41355,9	46,6	1140,0	140,3	66,567	1300,284
2034	359,1	1,8	3,3	9456,2	47,2	0,161	2501,0	2501,0	36597,4	32825,4	85,6	3712,3	45068,2	53,4	1193,5	140,8	73,435	1373,719
2035	361,5	1,8	3,4	9817,7	49,0	0,167	2624,5	2624,5	39221,9	35449,8	86,2	3883,7	48951,9	50,7	1244,1	140,8	70,671	1444,389
2036	359,4	1,8	3,5	10177,2	50,8	0,174	2620,8	2620,8	41842,7	38070,7	86,3	3872,1	52824,0	47,1	1291,2	140,6	67,096	1511,486
2037	357,4	1,8	3,6	10534,6	52,6	0,180	2617,3	2617,3	44460,0	40687,9	86,3	3860,7	56684,7	43,7	1334,9	140,5	63,705	1575,191
2038	355,4	1,8	3,7	10889,9	54,3	0,186	2613,7	2613,7	47073,7	43301,7	86,4	3849,4	60534,1	40,5	1375,4	140,3	60,488	1635,679
2039	353,4	1,8	3,9	11243,4	56,1	0,192	2610,3	2610,3	49684,0	45912,0	86,5	3838,2	64372,2	37,4	1412,9	140,1	57,436	1693,115
2040	351,5	1,8	4,0	11594,8	57,9	0,198	2606,9	2606,9	52290,9	48518,9	86,5	3827,1	68199,3	34,5	1447,4	139,9	54,540	1747,655
2041	341,8	1,7	4,0	11936,6	59,6	0,204	2603,6	2603,6	54894,6	51122,6	86,9	3808,2	72007,5	30,5	1477,9	139,7	50,525	1798,180
2042	332,4	1,7	4,1	12269,0	61,2	0,209	2600,4	2600,4	57495,0	53723,0	87,2	3789,7	75797,2	26,8	1504,7	139,5	46,814	1844,994
2043	323,2	1,6	4,2	12592,2	62,8	0,215	2597,3	2597,3	60092,3	56320,3	87,6	3771,6	79568,8	23,4	1528,1	139,2	43,383	1888,377
2044	314,3	1,6	4,2	12906,5	64,4	0,220	2594,2	2594,2	62686,5	58914,5	87,9	3753,8	83322,7	20,2	1548,3	139,0	40,211	1928,587
2045	305,7	1,5	4,3	13212,2	65,9	0,225	2591,2	2591,2	65277,7	61505,7	88,2	3736,5	87059,1	17,3	1565,6	138,8	37,278	1965,865
2046	297,3	1,5	4,4	13509,5	67,4	0,230	2588,3	2588,3	67866,0	64094,0	88,5	3719,4	90778,6	14,6	1580,2	138,5	34,566	2000,431
2047	289,1	1,4	4,4	13798,6	68,9	0,235	2585,5	2585,5	70451,5	66679,5	88,8	3702,7	94481,3	12,1	1592,2	138,3	32,058	2032,489
2048	281,2	1,4	4,5	14079,8	70,3	0,240	2582,7	2582,7	73034,3	69262,2	89,1	3686,4	98167,6	11,2	1603,4	138,1	31,173	2063,662
2049	273,4	1,4	4,6	14353,2	71,6	0,245	2580,1	2580,1	75614,3	71842,3	89,4	3670,3	101838,0	10,3	1613,7	137,9	30,312	2093,974
2050	265,9	1,3	4,7	14619,1	73,0	0,249	2577,5	2577,5	78191,9	74419,8	89,7	3654,7	105492,6	9,5	1623,2	137,6	29,475	2123,449
2051	258,6	1,3	4,8	14877,7	74,2	0,254	2575,0	2575,0	80766,9	76994,8	90,0	3639,3	109131,9	8,7	1631,9	137,4	28,661	2152,111
2052	251,5	1,3	4,9	15129,2	75,5	0,258	2572,6	2572,6	83339,5	79567,4	90,2	3624,2	112756,2	7,9	1639,7	137,2	27,870	2179,981
2053	244,2	1,2	5,0	15373,4	76,7	0,262	2570,3	2570,3	85909,7	82137,7	90,5	3609,2	116365,4	7,1	1646,8	137,0	27,079	2207,060
2054	237,2	1,2	5,1	15610,6	77,9	0,266	2568,1	2568,1	88477,8	84705,8	90,8	3594,6	119960,0	6,3	1653,1	136,7	26,313	2233,372
2055	230,4	1,1	5,2	15840,9	79,1	0,270	2565,9	2565,9	91043,7	87271,7	91,0	3580,2	123540,2	5,6	1658,7	136,5	25,570	2258,943
2056	223,8	1,1	5,3	16064,7	80,2	0,274	2563,9	2563,9	93607,6	89835,6	91,3	3566,2	127106,4	4,9	1663,5	136,3	24,851	2283,793
2057	217,4	1,1	5,5	16282,1	81,3	0,278	2561,9	2561,9	96169,5	92397,5	91,5	3552,6	130659,0	4,2	1667,7	136,1	24,153	2307,946
2058	211,3	1,1	5,6	16493,4	82,3	0,281	2560,1	2560,1	98729,6	94957,5	91,7	3539,3	134198,3	3,5	1671,2	135,8	23,476	2331,423

Продолжение таблицы 1.5.3.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2059	205,3	1,0	5,8	16698,7	83,3	0,285	2558,3	2558,3	101287,9	97515,8	92,0	3526,2	137724,5	2,8	1674,0	135,6	22,820	2354,243
2060	199,5	1,0	6,0	16898,3	84,3	0,288	2556,6	2556,6	103844,5	100072,5	92,2	3513,5	141238,1	2,2	1676,2	135,4	22,183	2376,426
2061	194,0	1,0	6,2	17092,2	85,3	0,292	2555,1	2555,1	106399,6	102627,6	92,4	3501,1	144739,2	1,6	1677,7	135,2	21,565	2397,990

2062	188,3	0,9	6,4	17280,5	86,2	0,295	2553,6	2553,6	108953,2	105181,2	92,6	3488,8	148228,0	1,0	1678,7	134,9	20,954	2418,944
2063	182,8	0,9	6,6	17463,3	87,1	0,298	2552,3	2552,3	111505,5	107733,5	92,8	3476,8	151704,8	0,0	1678,7	134,7	20,361	2439,305
2064	177,5	0,9	6,9	17640,8	88,0	0,301	2551,0	2551,0	114056,5	110284,5	93,0	3465,1	155169,9	0,0	1678,7	134,5	19,787	2459,092
2065	171,8	0,9	7,2	17812,5	88,9	0,304	2505,8	2505,8	116562,3	112790,2	93,1	3411,0	158580,9	0,0	1678,7	134,9	19,197	2478,289
2066	166,9	0,8	7,5	17979,4	89,7	0,307	2504,4	2504,4	119066,7	115294,7	93,3	3399,7	161980,6	0,0	1678,7	134,6	18,661	2496,951
2067	162,2	0,8	7,9	18141,6	90,5	0,309	2490,6	2490,6	121557,3	117785,3	93,5	3376,5	165357,1	0,0	1678,7	134,6	18,141	2515,092
2068	157,6	0,8	8,3	18299,2	91,3	0,312	2477,6	2477,6	124034,9	120262,8	93,6	3354,3	168711,4	0,0	1678,7	134,5	17,636	2532,728
2069	153,2	0,8	8,8	18452,4	92,1	0,315	2465,2	2465,2	126500,0	122728,0	93,8	3332,8	172044,3	0,0	1678,7	134,5	17,146	2549,874
2070	148,9	0,7	9,4	18601,3	92,8	0,317	2453,4	2453,4	128953,5	125181,5	93,9	3312,2	175356,4	0,0	1678,7	134,4	16,669	2566,544
2071	144,7	0,7	10,1	18746,1	93,5	0,320	2442,3	2442,3	131395,8	127623,8	94,1	3292,3	178648,7	0,0	1678,7	134,3	16,207	2582,750
2072	140,7	0,7	10,9	18886,8	94,3	0,322	2431,7	2431,7	133827,5	130055,5	94,2	3273,0	181921,7	0,0	1678,7	134,2	15,757	2598,507
2073	136,4	0,7	11,8	19023,1	94,9	0,325	2421,6	2421,6	136249,1	132477,1	94,4	3254,2	185175,9	0,0	1678,7	134,1	15,297	2613,805
2074	132,2	0,7	13,0	19155,3	95,6	0,327	2412,0	2412,0	138661,2	134889,1	94,5	3236,0	188411,8	0,0	1678,7	134,0	14,853	2628,657
2075	128,2	0,6	14,5	19283,5	96,2	0,329	2402,9	2402,9	141064,0	137292,0	94,7	3218,4	191630,2	0,0	1678,7	133,9	14,422	2643,080
2076	124,3	0,6	16,5	19407,8	96,9	0,331	2394,1	2394,1	143458,1	139686,1	94,8	3201,3	194831,5	0,0	1678,7	133,8	14,006	2657,085
2077	119,5	0,6	18,9	19527,3	97,4	0,333	2384,2	2384,2	145842,3	142070,3	95,0	3182,2	198013,7	0,0	1678,7	133,7	13,478	2670,563
2078	115,0	0,6	22,5	19642,3	98,0	0,335	2374,6	2374,6	148216,9	144444,9	95,2	3163,7	201177,3	0,0	1678,7	133,6	12,970	2683,534
2079	109,7	0,5	27,7	19752,0	98,6	0,337	2319,8	2319,8	150536,6	146764,6	95,3	3101,2	204278,5	0,0	1678,7	134,2	12,449	2695,983
2080	105,1	0,5	36,6	19857,2	99,1	0,339	2314,3	2314,3	152850,9	149078,9	95,5	3086,8	207365,4	0,0	1678,7	134,0	11,952	2707,935
2081	93,6	0,5	51,5	19950,8	99,6	0,340	2308,8	2308,8	155159,7	151387,7	95,9	3065,7	210431,1	0,0	1678,7	133,8	10,623	2718,557
2082	83,4	0,4	94,6	20034,2	100,0	0,342	2303,4	2303,4	157463,1	153691,0	96,4	3045,9	213476,9	0,0	1678,7	133,6	9,443	2728,001
2083	74,3	0,4	100,0	20108,5	100,3	0,343	2298,0	2298,0	159761,1	155989,0	96,8	3027,2	216504,2	0,0	1678,7	133,4	8,396	2736,397
2084	66,2	0,3		20174,7	100,7	0,344	2292,6	2292,6	162053,7	158281,7	97,1	3009,6	219513,7	0,0	1678,7	133,2	7,464	2743,861
2085	53,5	0,3		20228,2	100,9	0,345	2095,6	2095,6	164149,3	160377,3	97,4	2803,4	222317,1	0,0	1678,7	136,0	6,261	2750,122
2086	47,5	0,2		20275,7	101,2	0,346	2015,5	2015,5	166164,8	162392,8	97,6	2688,5	225005,6	0,0	1678,7	135,8	5,555	2755,677
2087	42,2	0,2		20317,9	101,4	0,347	1938,6	1938,6	168103,4	164331,4	97,8	2578,8	227584,5	0,0	1678,7	135,6	4,930	2760,606
2088	37,5	0,2		20355,4	101,6	0,347	1864,7	1864,7	169968,1	166196,1	98,0	2474,0	230058,4	0,0	1678,7	135,4	4,375	2764,982
2089	33,3	0,2		20388,6	101,7	0,348	1793,8	1793,8	171762,0	167990,0	98,1	2373,7	232432,1	0,0	1678,7	135,1	3,884	2768,866
2090	28,6	0,1		20417,3	101,9	0,348	1645,9	1645,9	173407,8	169635,8	98,3	2200,3	234632,4	0,0	1678,7	136,6	3,397	2772,262
2091	25,5	0,1		20442,7	102,0	0,349	1581,3	1581,3	174989,1	171217,1	98,4	2109,5	236741,9	0,0	1678,7	136,4	3,016	2775,279
2092	22,6	0,1		20465,4	102,1	0,349	1519,3	1519,3	176508,4	172736,4	98,5	2022,5	238764,5	0,0	1678,7	136,3	2,679	2777,958
2093	19,3	0,1		20484,7	102,2	0,349	1432,5	1432,5	177941,0	174168,9	98,7	1912,6	240677,1	0,0	1678,7	136,8	2,310	2780,268

1.5.4. Рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

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

1.5.4.1 Действующая система внутрипромыслового сбора и промыслового транспорта добываемой продукции

В эксплуатационном фонде по состоянию на 01.01.2024 г. числятся 274 скважины, из которых 160 в действующем фонде и 114 в бездействующем. Из 160 скважин действующего фонда 19 находятся в простое.

Для сбора и транспортировки нефти на месторождении Коныс проложена лучевая герметизированная напорная система сбора продукции скважин. В настоящее время на месторождении уже обустроены следующие объекты сбора и подготовки добываемой продукции:

- Выкидные трубопроводы;
- Замерные установки (ЗУ);
- Трубопроводы от ЗУ до ГУ, ЦППНГ;
- Групповая установка (ГУ Южный Коныс);
- Цех подготовки и перекачки нефти, газа (ЦППНГ);
- Магистральный нефтепровод (МН) «Коныс-Кумколь»;
- Пункт сдачи нефти (ПСН).

В основу технологической схемы сбора нефти заложена однетрубная герметизированная система выкидных линий, представляющих собой индивидуальные для каждой скважины трубопроводы, соединяющие устье с блоком входных манифольдов объекта подготовки нефти.

На каждой скважине предусматривается размещение устьевого оборудования, путевой подогреватель, сепаратор. Все скважины снабжены выкидными линиями диаметром 89 мм, по которым добываемая продукция поступает на ЗУ, где производится индивидуальный поочередный замер дебита скважин и добываемого газа, нагрев нефти и ее дальнейшая транспортировка до ЦППНГ (или до ГУ). Печь нагрева нефти на замерных установках работает на попутном газе, выделившемся в сепараторе, установленном на ЗУ и рассчитанном на объем продукции одной скважины.

Все трубопроводы от устьев скважин до ЗУ выполнены из труб стальных бесшовных, из углеродистой стали (API 5L X42) с фаской, с использованием 3-х слойной

полиэтиленовой изоляции (API 5L X42, BE, 3PE), способ укладки – подземно, на глубине 1,8-2,0м, ниже глубины промерзания грунта.

На месторождении Коныс для промежуточного учета добываемой нефти установлены замерные установки. На каждой замерной установке предусматривается размещение групповой замерной установки типа «Спутник», путевого подогревателя, камеры пуска скребка и дренажной емкости. Добытая со скважин нефтяная смесь по выкидным линиям поступает, для замера ее количества, на замерную установку «Спутник». После учета ее количества, она отправляется на путевой подогреватель и далее отправляется в трубопровод. Для очистки внутренней поверхности труб от парафинистых отложений и грязи, на замерных установках установлены камеры пуска средств очистки.

Для сбора дренажа и утечек от замерной установки, путевого подогревателя и камеры СОД предусмотрены дренажные ёмкости объемом $V=8\text{м}^3$ и $V=10\text{м}^3$, с откачкой дренажа в передвижную ёмкость.

Вся продукция, добываемая на месторождении Коныс, проходит подготовку на обустроенном ЦППНГ. Технология в соответствии с техническими решениями предусматривает сепарацию, нагрев нефти, хранение в резервуарном парке, откачку потребителю магистральными винтовыми и центробежными насосами через нефтепровод Коныс-Кумколь и далее по маршруту Атасу или ПК ОП (Шымкентнефтьоргсинтез). Энергоснабжение промысла осуществляется из своего источника электроэнергии – газопоршневых установок (ГПУ-13 ед) мощностью 1 МВт.

Существующая схема системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Коныс на 01.01.2024г. представлена на рисунке 1.5.4.1.

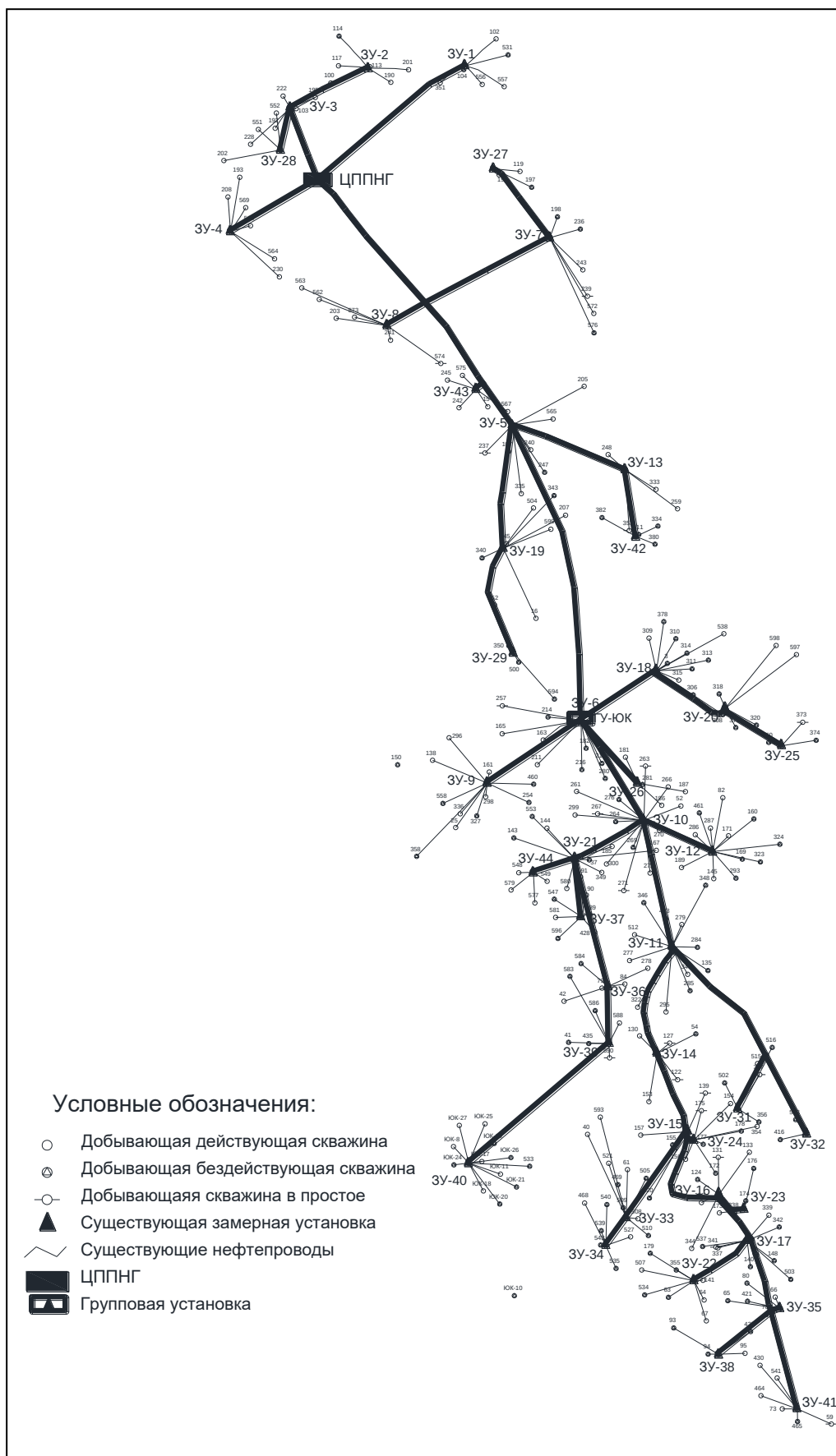


Рисунок 1.5.4.1 – Существующая схема системы сбора и транспорта добываемой продукции месторождения Коньсы на 01.01.2024г.

1.5.4.2 Существующая система подготовки и сдачи продукции скважин

Групповая установка ЮК (ГУ-Южный Коныс)

Групповая установка предназначена для сбора, замера и транспорта продукции скважин до пункта подготовки нефти, а также для разделения жидкости и газа. Подключение скважин к ГУ осуществляется по лучевой схеме по территориальному принципу без учета принадлежности к объектам разработки.

На ГУ предусмотрен замер дебита скважины, 1-ая ступень сепарации, подогрев нефти и отдельный транспорт нефти и газа. Нефть накапливается в емкости РВС-2000 м³ (в количестве 2 ед.), а газ транспортируется по самостоятельному трубопроводу на объект подготовки.

Технологический процесс характеризуется непрерывностью, законченностью технологического цикла. Весь технологический комплекс выполнен на основе строительно – технологических блоков, оснащенных во всех необходимых случаях приборами контроля и регулирования и системами автоматизации, являющимися частью общей системы автоматического управления ГУ.

В состав сооружений ГУ входят следующие площадки:

- Площадка емкостного сепаратора НГС объемом 25 м³ – 2шт.;
- Насосы DY 125/70/4 – 3 шт.;
- Насос DY 125/70/10 -- 1 шт.
- Насосы DY 65-50 – 1 шт.;
- Площадка вертикального сепаратора;
- Площадка подогревателя нефти ПП-0,63 - 4 шт.;
- Площадка дренажной емкости ЕПП – 10 м³;
- Площадка дренажной емкости ЕПП – 63 м³;
- Площадка факела;
- Площадка приема и запуска скребка;
- Резервуар вертикальный стальной РВС-2000 – 2шт.

Расчетная производительность ГУ – 2500 м³/сут по жидкости, количество отсепарированного газа определяется величиной газового фактора нефти.

Технологический процесс осуществляется следующим образом: газожидкостная смесь от эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает на групповую установку под собственным давлением. Удаленные скважины предварительно подключаются к замерным установкам (ЗУ), которые в свою очередь подключаются к ГУ.

Жидкость со скважин и ЗУ поступает в нефтегазовые сепараторы (параллельно на 2 сепаратора), где происходит разделение на газ и жидкость. Газ через газовый скруббер направляется на ЦППНГ, а жидкость предварительно подогревается и поступает

параллельно на РВС-2000 м³ (2 ед). С РВС-2000 м³ жидкость поступает на насосы перекачки нефти предварительно нагреваясь в печах подогрева, после чего транспортируется на ЦППНГ.

На ГУ предусмотрен замер дебита скважины, 1-ая ступень сепарации, отвод газа в газосборную систему, подогрев жидкости в путевой подогреватель ПП-0.63, а также слив сточных вод и откачка в систему нефтесбора для дальнейшего транспорта на ЦППНГ.

На случай создания аварийных ситуаций (в газовом коллекторе) на ГУ предусмотрена дренажная емкость и факел для сжигания газа.

Для повышения надежности работы, газовая линия непосредственно обустроена вертикальным сепаратором (конденсатосборник), герметично обвязанным с дренажной системой.

На участках газовых линий от сепараторов до печей подогрева ПП-0,63 дополнительно обвязан понижающий редуктор.

Для предотвращения парафиноотложений, на устьях скважин и в выкидных линиях, периодически производится обработка лифта скважин горячей нефтью. Горячая нефть поставляется на устье скважины в автоцистернах от специально обустроенных узлов отбора нефти на ГУ. Дополнительно обустроена камера запуска и приема скребка на выкидной линии скважин и на ГУ.

Технологическая схема ГУ представлена на рисунке 1.5.4.2.

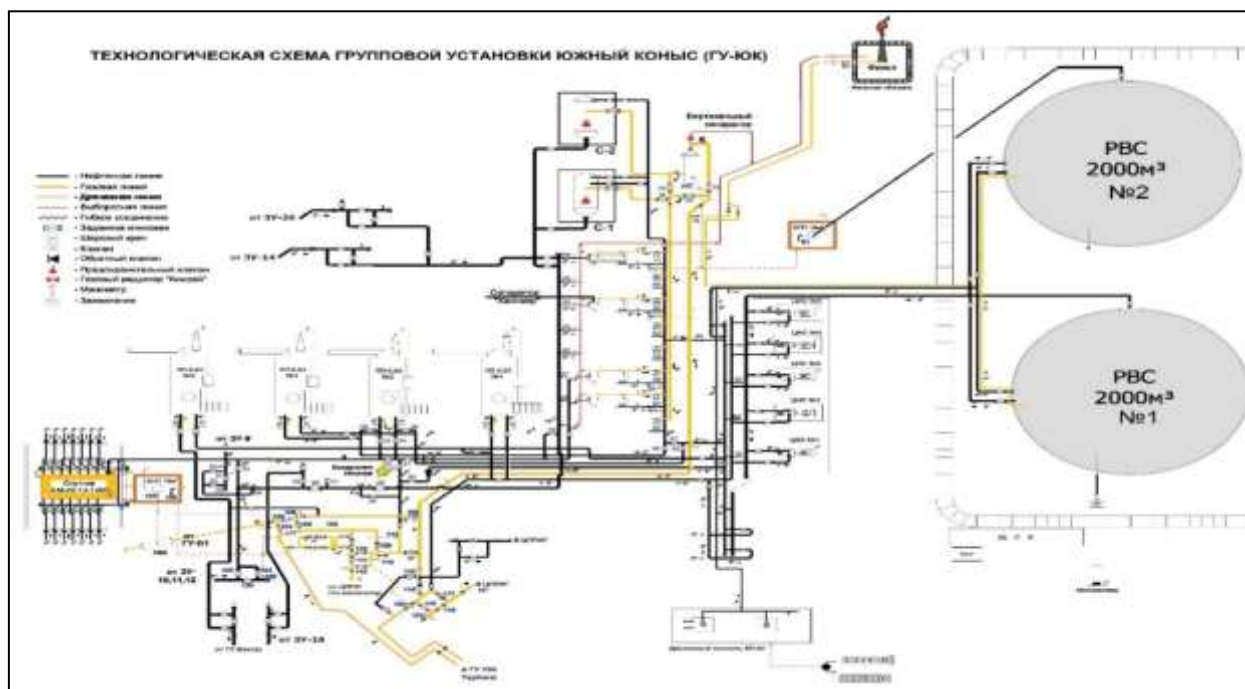


Рисунок 1.5.4.2 – Технологическая схема ГУ

Цех подготовки и перекачки нефти и газа (ЦППНГ)

Цех подготовки и перекачки нефти и газа предназначен для приема добываемой жидкости с близлежащих замерных установок и групповой установки Южный Коныс,

разделения нефти, пластовой воды и газа, подготовки нефти до товарного качества, а также для подготовки и очистки пластовой воды от остаточной нефти.

В ЦППНГ входит следующее оборудование:

- пункт приема скребка;
- трехфазный сепаратор V-25м³ – 2шт.;
- трехфазный V-50м³, (концевая сепарационная установка (КСУ)) – 1шт.;
- трехфазный сепаратор V-50м³ DWELL-LTD – 3 шт.;
- газовый вертикальный сепаратор “ГС-2-2,5-1200-2-И”, V-4м³;
- газоочистное устройство 2013FL-MP005, V-10 м³;
- печь косвенного подогрева BSS-HJ2500-Y/4.0-G – 4 шт.;
- печь подогрева трубопровода Коныс-Кумколь ПП-0,63 – 3 шт.;
- дренажная емкость V-100м³ – 1 шт.;
- дренажная емкость V-12,5м³ – 4 шт.;
- дренажная емкость V-5м³ – 2 шт.;
- дренажная емкость V-10м³ – 1 шт.;
- дренажная емкость V-30м³ – 1 шт.;
- дренажная емкость V-8м³ – 1 шт.;
- РВС (резервуар вертикальный стальной) для нефти V-5000м³ – 2 шт.;
- РВС (резервуар вертикальный стальной) для нефти V-3000м³ – 3 шт.;
- РВС (резервуар вертикальный стальной) для нефти V-1000м³ – 1 шт.;
- РВС (резервуар вертикальный стальной) для нефти V-400м³ – 1 шт.;
- РВС (резервуар вертикальный стальной) для пластовой воды V-1000м³ – 1 шт.;
- факельная стойка – 2 шт.;
- печь подогрева воды УН-0,2 – 2шт.;
- печь подогрева газа для ГПУ НЖ 200-Н/10 Q – 2шт.;
- печь подогрева газа для ГПУ JM-CHJ400-Q/15.0-Q – 2 шт.;
- вертикальные дренажные насосы 12НА-22х6 – 1шт.;
- вертикальные дренажные насосы ВНД 100/100 – 1шт.;
- нефтяные насосы (бустерные) СРКЕ 80-250 – 3 шт.;
- насосы для нефтепровода Коныс-Кумколь DLH12DHST-400AJ– 3 шт. и DY85-80А*8 – 2шт.;
- УПВ (установка очистки пластовой воды) КАМ-500 – 1шт.;
- насосы для откачки пластовой воды из РВС – 2шт.;
- насосы для закачки воды в пласт НБ-125 – 2 шт.;
- газокompрессорная станция марки WAUKESHA, производительностью

200000м³/сут – 3 шт.;

- газовый генератор для выработки электроэнергии 850 кВт – 1 шт.; - нефтеналивная эстакада для нефтевозов – 1шт.;

- блок дозирования реагента БДР – 1 шт.;

- насосы буровые марки НБ-125 для системы ППД – 2шт.

Технологическая схема ЦППНГ представлена на рисунке 1.5.4.3.

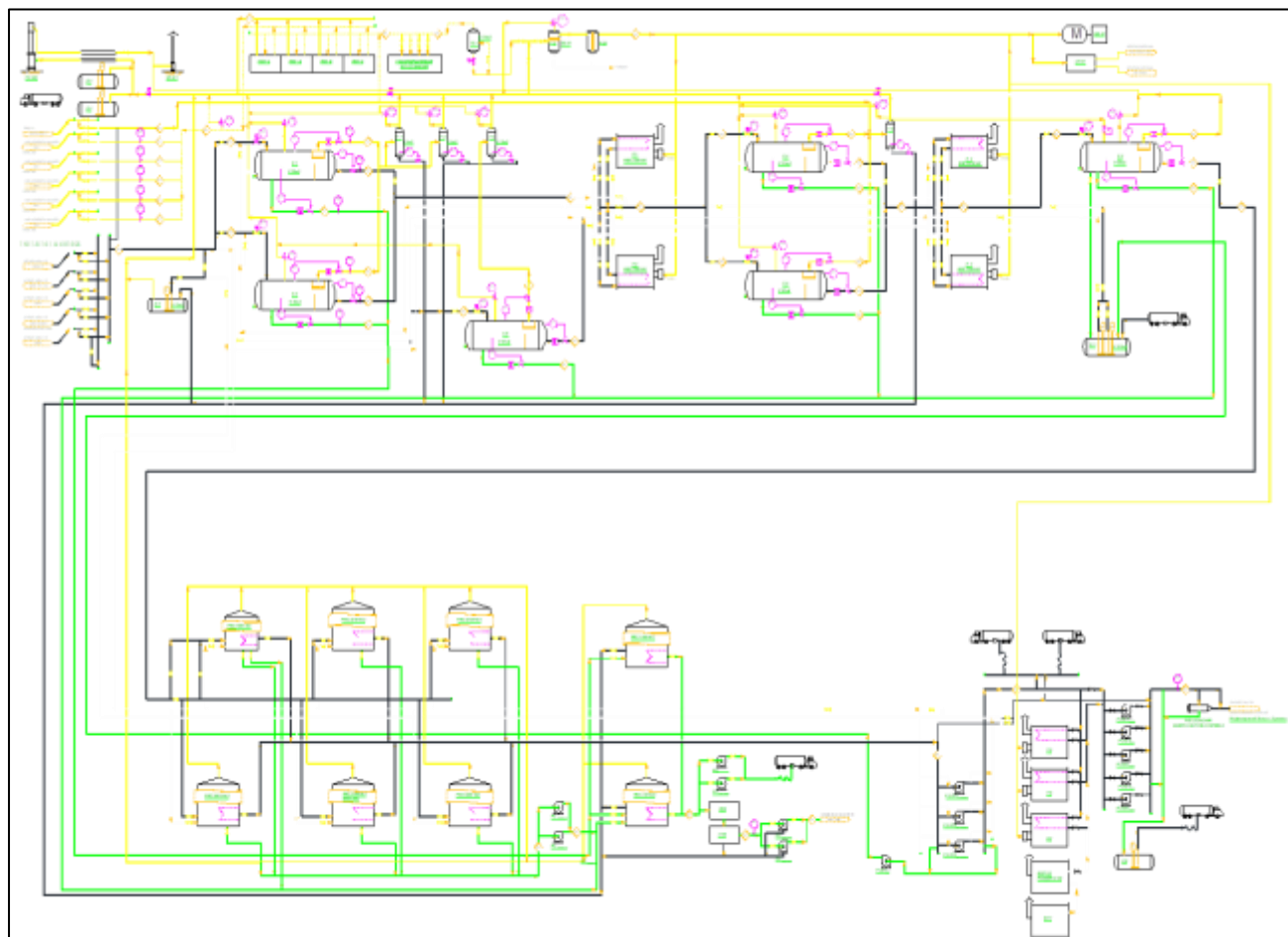


Рисунок 1.5.4.3 – Технологическая схема ЦППНГ месторождения Коныс

Технологический процесс на ЦППНГ осуществляется следующим образом:

Вся добытая жидкость месторождений Коныс и Бектас поступает по закрытой нефтесборной системе на ЦППНГ. В цехе подготовки нефти происходит разделение нефти, пластовой воды и попутного газа, подготовка нефти до товарного качества для ее реализации, а также подготовка (очистка) пластовой воды от остаточной нефти для дальнейшей отгрузки на БКНС-СК и БКНС-ЮК, для закачки ее в продуктивные горизонты через систему поддержания пластового давления - ППД.

Сырьем для ЦППНГ является жидкость со средней обводненностью 70-80 % и температурой 25-30°С. Поступающая на ЦППНГ водонефтяная эмульсия, часть из которой предварительно сепарируется на ГУ-ЮК, обрабатывается реагентом деэмульгатором УН-

1, средний расход которого составляет 55 гр/м^3 . Для ускорения процесса раздела фаз при снижении температуры подогрева флюида в зимний период дозировка деэмульгатора может быть увеличена.

Водогазонефтяная эмульсия, пройдя через пункт приема скребка поступает в сепараторы, где происходит разделение нефти, газа и воды, после чего поступает в печи подогрева нефти и нагревается до температуры $55\text{--}60^\circ\text{C}$. Подогретая сырая нефть поступает по трубопроводу $\varnothing 273 \text{ мм}$ в КСУ, где происходит окончательное отделение нефти от газа и остаточной воды. Для поддержания оптимальной сепарации, в аппарате необходимо поддерживать уровень жидкости в размере 50%. Отсепарированная нефть после КСУ поступает в технологический резервуар PBC-1000 м^3 , где за счет действия реагентов деэмульгаторов, температуры и гравитации происходит окончательное разделение нефти и свободной воды. Отделившаяся нефть от воды и солей с технологического резервуара переливается через линию перетока (на уровне 10,45 м) в товарные резервуары.

С товарных резервуаров, товарная нефть бустерными насосами подается на насосную станцию, откуда закачивается в нефтепровод $\varnothing 219 \text{ мм}$ Коныс-Кумколь.

Насосная станция состоит из трех винтовых и двух центробежных насосов. Винтовые насосы 400AJ плунжерного типа модель DLH12DHST-400AJ максимальный расход составляет $47 \text{ м}^3/\text{час}$. Насосы центробежные (ЦНС) DY-85-80A максимальный расход составляет $85 \text{ м}^3/\text{час}$.

Пластовая вода из сепараторов №1, 2, 3, 4, 5, 6, а также с нефтяных резервуаров поступает в PBC №1 с вместимостью 3000 м^3 . Далее через установку очистки пластовой воды (НПВ) подается центробежными насосами (2ед.) на БКНС-СК. После чего подготовленная вода закачивается в систему ППД насосами БКНС-СК.

Газ из сепараторов и газовой линии с месторождения Бектас (10" линия) направляется в газосепаратор для очистки и осушки от остаточной жидкости. После газосепаратора газ подается на собственные нужды – печи подогрева, в газопоршневую станцию и в систему отопления. Излишки газа подаются на газокompрессорную станцию для обратной закачки газа в пласт.

Пункт сдачи нефти (ПСН)

Пункт сдачи нефти предназначен для приема нефти, измерения качества нефти на блоке измерения качества нефти (БИКН) и учета на блоке измерительных линий (БИЛ). Товарная нефть поступает по трубопроводу 8" Коныс–Кумколь из ЦППНГ месторождения Коныс СП «КуатАмлонМунай» с последующей сдачей нефти на НПС Кумколь ЖНУ АО «КазТрансОйл».

Вся товарная нефть, в объеме $\sim 400 \text{ м}^3/\text{сут}$ поступает на ПСН Кумколь по

нефтепроводу Ø8" и протяженностью 72,5 км от ЦППНГ с температурой 50 - 60°C и Ртр – 2 – 3,5 МПа.

Нефть, поступающая на ПСН проходит через камеру приёма очистного устройства (скребка) предназначенную для принятия скребка из трубопровода Коньс – Кумколь и направляется для доведения до товарного качества в два параллельно работающих подогревателя BSS-2500-Y/1100.

Подогретая нефть с $T_{\min}=55^{\circ}\text{C}$ (требования потребителя НПС Кумколь ЖНУ АО «КазТрансОйл») проходит через блок измерения качества нефти (БИКН) для определения качества сдаваемой нефти и для определения количества нефти проходит через БИЛ. На БИЛ установлены два обвязанных массомера Micro Motion ELITE CMF 300 Du 4" (100 мм), производства Emerson (США, Голландия), принадлежащего ТОО СП «КуатАмлонМунай». Массовый расходомер Micro Motion CMF 300 (один рабочий, другой резервный) предназначен для определения количества сдаваемой нефти с пределом допускаемой относительной погрешности не превышающей $\pm 0,25\%$ по массе брутто при учётно-расчётных операциях между поставщиком ТОО СП «КуатАмлонМунай» и покупателем ВФ АО «КазТрансОйл».

Перед БИЛ установлен автоматический пробоотборник Clif Mock для контроля качества партии нефти сданной за предыдущие 12 часов.

Количество нефти при учётно-расчётных операциях на БИЛ определяется в тоннах.

Имеется запасная технологическая схема на случай аварий на нефтепроводе Кумколь-Каракоин. В этом случае товарная нефть поступает от Камеры приёма скребка в РВС – 3000м³. После ликвидации аварии нефть транспортируется в магистральный трубопровод центробежными насосами и подогревая в ПБТ-1,6М доводится до сдаваемой температуры $T_{\min}=55^{\circ}\text{C}$.

1.5.4.3 Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, промыслового транспорта и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается в период с 2025-2034 гг. бурение проектных добывающих скважин в количестве 171 единица.

Дополнительное бурение 171-й добывающей скважины предполагает обустройство устьев и выкидных линий от данных скважин до ЗУ. Строительство и ввод в эксплуатацию новых замерных установок типа «Спутник», а также прокладка коллекторов от новых ЗУ до существующей системы сбора добываемой продукции.

На установках должна обеспечиваться возможность замера дебитов нефти, газа и воды, необходимого для контроля за разработкой месторождения.

Для минимизации тепловых потерь по длине трубопровода, рекомендуется все

наземные участки трубопроводов оснастить теплоизоляцией, систему выкидных линий проложить подземно на глубине 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.

В связи с тем, что существующая система подготовки нефти по производительности достаточна для поддержания технологических процессов, расширение ее в рамках проекта не предусматривается.

При этом рекомендуется каждый год проводить техническое обслуживание оборудования, при необходимости своевременный ремонт и замену изношенного оборудования.

Перечень необходимого оборудования для реализации проектных решений по системе промыслового сбора по рекомендуемому варианту разработки по годам представлен в таблице 1.5.4.1.

Таблица 1.5.4.1 – Перечень необходимого оборудования для реализации системы промыслового сбора по рекомендуемому варианту разработки

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Годы										Всего
			2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
1	Подключение проектных добывающих скважин	ед.	3	3	5	6	20	23	26	29	29	27	171
2	Прокладка трубопроводов Ду-100мм	м	1100	1410	3280	2600	11140	14450	12050	11400	14500	12650	84580
3	Прокладка трубопроводов Ду-150мм	м	2320	2280	2000	4560	560	-	-	810	-	1550	14080
4	Строительство ЗУ типа «спутник»	ед.	2	2	2	2	1	-	-	1	-	2	12
5	Печи нагрева на устьях скважин типа ППТМ-02	ед.	3	3	5	6	20	23	26	29	29	27	171
6	Печи нагрева на ЗУ ПП-0,63	ед.	2	2	2	2	1	-	-	1	-	2	12

Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки представлена на рисунке 1.5.4.4.

Согласно проектным показателям, годовая добыча жидкости ежегодно будет в пределах 2,5 млн. тонн при обводненности 87%, а основной объем добываемой продукции поступает на ГУ. Учитывая высокий уровень обводненности добываемой продукции, рекомендуется рассмотреть возможность реконструкции существующей ГУ для организации на ней предварительного сброса воды. В виду того, что на ГУ уже практически реализовано то аппаратное оформление, которое при реконструкции и расширении обеспечит организацию технологии предварительного сброса воды и ее подготовку для системы ППД.

Данное решение позволит разгрузить ЦППНГ и улучшить процессы подготовки

нефти на нем. Также не придется ежегодно перекачивать воду в объеме ~2 млн. тонн на десятки километров на ЦППНГ и обратно в систему ППД, что приведет к экономии электроэнергии и увеличит ресурс перекачивающих насосов.

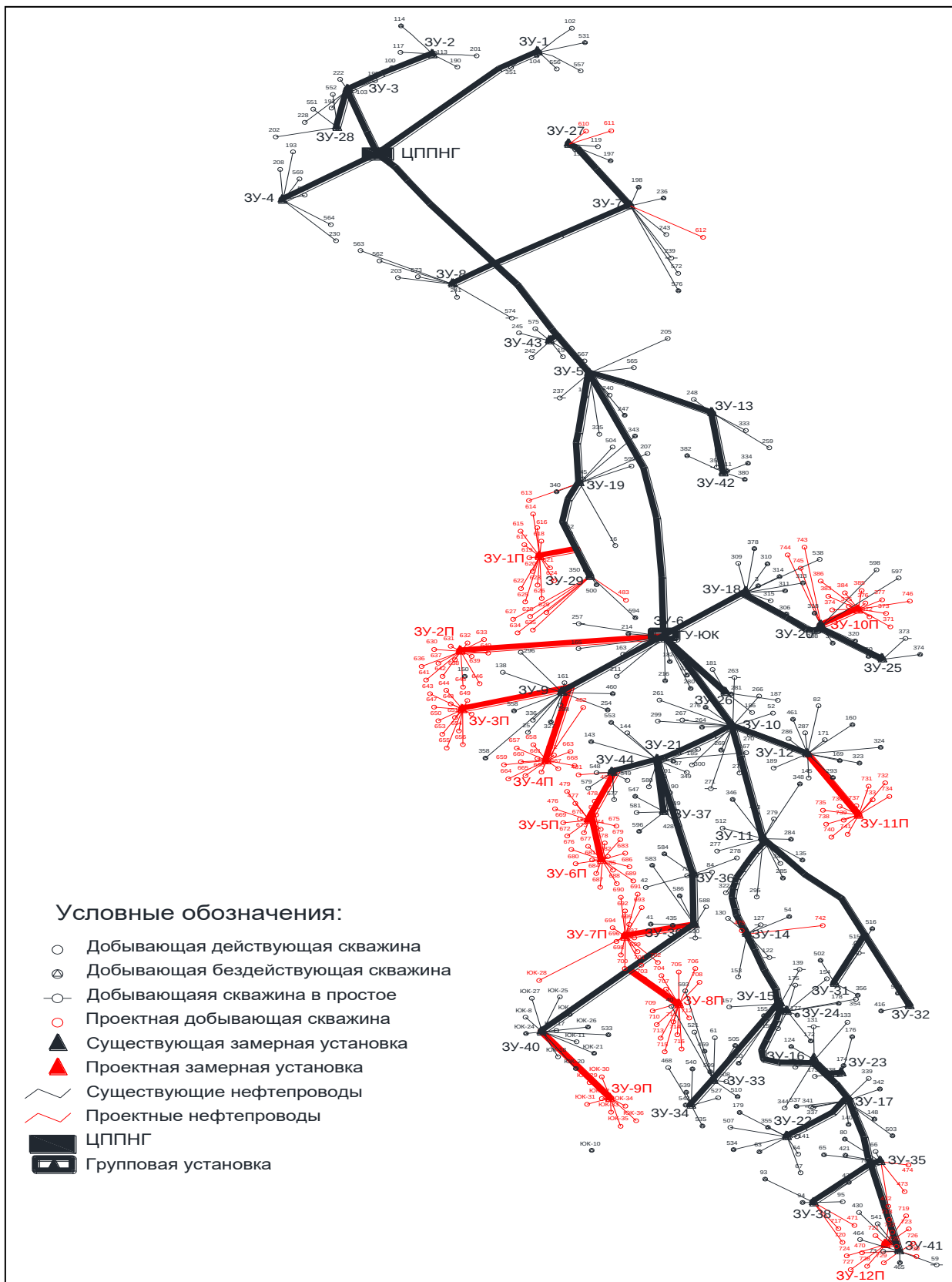


Рисунок 1.5.4.4 – Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки

1.5.4.4 Нормативы технологических потерь нефти при добыче

В соответствии с требованием нормативной базы РК предприятиям необходимо иметь научно-обоснованные нормативы технологических потерь нефти при добыче, технологически связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождения.

Технологические потери нефти при добыче, подготовке и транспортировке на месторождении Коныс рассчитаны в 2019 году «Разработка нормативов технологических потерь нефти и газа на месторождениях Бектас и Коныс ТОО СП «КУАТАМЛОМУНАЙ» специалистами АО «НИПИ НЕФТЕГАЗ» в 2019 году и составили «Среднегодовые технологические потери нефти от испарения по месторождению Коныс составляют - 0,8079136 % от добычи. Среднегодовые технологические потери нефти за счет уноса со сточной водой по месторождению Коныс - 0,0141725 % от добычи.

Среднегодовые технологические потери нефти за счет уноса капельной жидкости попутным газом по месторождению Коныс составляют 0,0005222%.

Согласно Методическим Указаниям ПСТ РК 15-2014 [2] ввод дополнительных установок, оборудования, бурение и ввод в эксплуатацию новых скважин влияет на уровень потерь нефти и газа, что является обоснованием для периодического уточнения данных нормативов.

Ввиду бурения новых скважин, а также бурения проектных скважин в проектный период рекомендуется сделать перерасчет технологических потерь нефти при добыче, подготовке и транспортировке.

1.5.5. Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

С 01.01.2024 г. утилизация газа на месторождении Коныс осуществляется в соответствии с «Программой развития переработки сырого газа месторождений ТОО СП «КУАТАМЛОМУНАЙ» «КОНЫС» и «БЕКТАС» на период 01.01.2024 года по 04.11.2024гг.» утвержденной Рабочей группой Министерства энергетики РК (протокол №5 от 21.07.2023 г.).

Разрешение на сжигание газа за № KZ43VPC00020825 от 28.08.2023г. в объеме 0,178762 млн. м³ на период с 01.01.2024 г. - 04.11.2024 г.

В соответствии с анализом существующего положения в системе сбора и подготовки добываемой продукции, попутно-добываемый газ используется на собственные нужды: устьевые подогреватели на скважинах, печи подогрева на ЗУ и ГУ, на газопоршневую установку, на КС газовый генератор. Также часть попутно-добываемого газа направляется на дежурную горелку, а излишки попутного газа направляются для обратной закачки газа в газовую шапку через газонагнетательные скважины.

Фактический расход газа за 2023 год представлен в таблице 1.5.5.1.

Таблица 1.5.5.1 – Фактический расход газа за 2023 год

№ п/п	Наименование позиции	Объем газа, тыс. м ³
1	в печах нагрева на устьях скважин	725,730
2	на печи подогрева в ЦППН	1239,985
3	на печи подогрева (ЗУ и ГУ)	2166,480
4	на газопоршневую установку	801,8987
5	сжигание на дежурной горелке	202,546
5.1	в т.ч. аварийное сжигание	0
6	КС газовый генератор	751,800
7	обратная закачка газа	629,270
8	технологические потери газа (промысел)	5,917
9	технологические потери газа (ЦППНГ)	17,216

Нормативные технологические потери попутного газа для месторождения Коныс были рассчитаны специалистами АО "НИПИнефтегаз" в 2019 г. и составляют 0,043% и технологические потери газа на ЦППНГ Коныс при фактической поставке газа от месторождений Коныс и Бектас составляют 0,142%.

Проектные решения

Согласно проектным решениям рекомендованного варианта разработки, с учетом расширения системы сбора добываемой продукции, основными объектами потребления газа на собственные нужды на месторождении будут являться:

- ✓ Печи нагрева на устьях скважин ППТМ-02, расход газа согласно паспортным данным 25м³/час;
- ✓ Печи нагрева на ЗУ и ГУ ПП-063 расход газа согласно паспортным данным 100м³/час;
- ✓ Печи нагрева на ЦППНГ;
- ✓ Газопоршневая установка;
- ✓ КС газовый генератор.

Объемы газа, потребляемого на собственные нужды, технологические потери, неизбежное сжигание будут считаться и обосновываться при составлении программы переработки газа на конкретный период.

Излишки попутного газа предусматривается утилизировать путем обратной закачки газа через газонагнетательные скважины в газовую шапку.

В виду того, что мощность компрессорной станции на 01.01.2024 г. составляет 3 блока по 200000м³/сут каждый, а максимальный объем закачиваемого газа приходится на 2034 год и составляет 45,3 млн. м³, расширение компрессорной станции не предусматривается.

В соответствии с требованиями предприятию рекомендовано перед разработкой Программы развития переработки (утилизации) газа рассчитать технологические потери

сырого (нефтяного) газа при добыче.

1.5.6. Рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Разработка месторождения Коныс проводится с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт. Источниками водоснабжения для системы ППД является попутно-добываемая (сточная) вода месторождений Коныс и Бектас, а также вода с водозаборных скважин.

В таблице 1.5.6.1 представлены результаты определения физических свойств и химического состава закачиваемой воды месторождения Коныс, исследованных в 2023 году в нефтяной лаборатории м/р «Коныс».

Закачиваемая в систему ППД вода имеет плотность в среднем 1,023 г/см³, минерализацию – 57 г/л. Содержание ионов хлора составляет в среднем 34,5 г/л, сульфатов до 0,049 г/л, гидрокарбонатов до 0,22 г/л, кальция – 2,51 г/л, магния – 0,58 г/л, суммарное количество калия и натрия составляет – 19,2 г/л.

Таблица 1.5.6.1– Физико-химический состав закачиваемых сточных вод месторождения Коныс

Место отбора	Дата отбора	ρ, г/см ³	Компоненты, мг/л						Σ мин г/л
			Ca	Mg	Na+K	Cl	SO ₄	HCO ₃	
PBC-700	16.01.23	1,0260	2400	360	17795	31371	93	262	52281
	30.01.23	1,0230	2400	480	22065	38071	74	214	63304
	13.02.23	1,0240	2800	360	18749	33536	52	232	55729
	27.02.23	1,0260	2300	720	21420	37694	12	201	62347
	16.03.23	1,0230	3300	420	20437	37114	24	226	61521
	30.03.23	1,0240	2800	480	18519	33536	73	220	55628
	13.04.23	1,0260	2600	480	18317	32887	60	232	54576
	27.04.23	1,0230	2800	300	19120	33924	31	232	56407
	15.05.23	1,0230	2900	540	16995	31654	36	238	52363
	29.05.23	1,0230	2900	600	15945	30270	80	195	49990
	15.06.23	1,0240	2300	840	16789	31166	45	220	51360
	29.06.23	1,0230	2000	720	22196	38287	52	189	63444
	13.07.23	1,0220	2500	720	16342	30549	25	177	50313
	27.07.23	1,0230	2100	420	21498	36526	52	244	60840
	14.08.23	1,0230	2600	780	16175	30611	32	244	50442
	31.08.23	1,0220	2700	960	18982	35481	42	195	58360
	14.09.23	1,0225	2500	660	18490	33487	42	262	55441
	28.09.23	1,0230	2100	600	21707	37373	31	250	62061
	16.10.23	1,0225	1900	840	16809	30490	52	207	50298
	30.10.23	1,0225	2300	360	27255	45221	80	189	75405

В 2023 году лабораторией месторождения проводились исследования содержания мехпримесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде, отобранной с PBC-700 (таблица 1.5.6.2).

Таблица 1.5.6.2 – Результаты исследований по контролю качества закачиваемой воды

Место отбора	Дата поступления	Механические примеси, мг/л	Нефтепродукты, мг/л
PBC-700	16.01.23	23	8
	30.01.23	19	18,4
	13.02.23	18	18,4
	27.02.23	9	12,8
	16.03.23	16	13,6

	30.03.23	23	17,2
	13.04.23	16	15
	27.04.23	18	12,4
	15.05.23	22	12,4
	29.05.23	14	24
	15.06.23	21	15,6
	29.06.23	14	11,2
	13.07.23	10	15,8
	27.07.23	14	13
	14.08.23	14	16
	31.08.23	15	11,8
	14.09.23	18	24
	28.09.23	16	16
	16.10.23	20	12,4
	30.10.23	18	11,2

По результатам исследований промысловой лаборатории содержание нефтепродуктов в закачиваемой воде составляет в среднем – 14,9 мг/л, мехпримесей – 16,9 мг/л. Данные показатели не удовлетворяют предъявляемым требованиям согласно СТ РК 1662-2007, учитывая характеристику коллекторов по проницаемости по керну.

Проектные решения в системе ППД

С учётом характеристики основных показателей разработки проведён расчёт технологических показателей работы нагнетательных скважин, приведённый в таблице 1.5.6.3.

Таблица 1.5.6.3 – Технологические показатели работы системы ППД

Годы	Фонд нагнетательных скважин	Средняя приёмистость нагнетательных скважин, м³/сут	Годовая закачка воды, тыс. м³	Годовая добыча попутно-добываемой воды, тыс. м³	Дефицит воды для системы ППД, тыс. м³
1	2	3	4	5	6
2024	166	20,2	1103,7	709,35	-394,35
2025	166	21,8	1191,2	772,43	-418,77
2026	166	22,7	1237,5	810,50	-427
2027	167	25,0	1373,3	907,69	-465,61
2028	169	27,6	1533,7	1012,14	-521,56
2029	169	32,1	1783,1	1138,39	-644,71
2030	171	36,9	2071,3	1283,14	-788,16
2031	172	42,5	2402,8	1446,35	-956,45
2032	173	48,8	2771,7	1639,42	-1132,28
2033	175	55,5	3193,0	1850,67	-1342,33
2034	177	62,0	3603,9	2077,53	-1526,37
2035	179	64,1	3771,2	2193,61	-1577,59
2036	179	63,9	3760,0	2192,10	-1567,9

Продолжение таблицы 1.5.6.3

1	2	3	4	5	6
2037	179	63,8	3748,9	2190,61	-1558,29
2038	178	63,9	3738,0	2189,16	-1548,84
2039	178	63,7	3727,2	2187,74	-1539,46
2040	178	63,6	3716,5	2186,35	-1530,15
2041	178	63,3	3699,7	2190,95	-1508,75
2042	177	63,3	3683,2	2195,43	-1487,77
2043	177	63,1	3667,0	2199,78	-1467,22
2044	177	62,8	3651,2	2204,03	-1447,17
2045	177	62,5	3635,6	2208,17	-1427,43
2046	176	62,6	3620,3	2212,22	-1408,08
2047	176	62,4	3605,3	2216,17	-1389,13

2048	176	62,1	3590,5	2220,04	-1370,46
2049	176	61,9	3576,1	2223,82	-1352,28
2050	175	62,0	3561,9	2227,53	-1334,37
2051	175	61,7	3547,9	2231,17	-1316,73
2052	174	61,8	3534,3	2234,74	-1299,56
2053	174	61,6	3520,6	2238,63	-1281,97
2054	174	61,4	3507,2	2242,41	-1264,79
2055	174	61,1	3494,2	2246,08	-1248,12
2056	173	61,3	3481,4	2249,66	-1231,74
2057	173	61,0	3468,9	2253,16	-1215,74
2058	173	60,8	3456,7	2256,59	-1200,11
2059	173	60,6	3444,7	2259,95	-1184,75
2060	167	62,6	3433,1	2263,26	-1169,84
2061	167	62,4	3421,6	2266,53	-1155,07
2062	167	62,2	3410,3	2270,03	-1140,27
2063	167	62,0	3399,2	2273,46	-1125,74
2064	167	61,8	3388,4	2276,84	-1111,56
2065	162	62,7	3335,2	2237,64	-1097,56
2066	162	62,5	3324,7	2240,57	-1084,13
2067	162	62,1	3302,3	2231,20	-1071,1
2068	162	61,7	3280,9	2222,43	-1058,47
2069	162	61,3	3260,2	2214,23	-1045,97
2070	162	60,9	3240,2	2206,53	-1033,67
2071	162	60,5	3221,0	2199,32	-1021,68
2072	162	60,2	3202,4	2192,54	-1009,86
2073	162	59,8	3184,2	2186,56	-997,64
2074	162	59,5	3166,6	2180,92	-985,68
2075	162	59,2	3149,6	2175,57	-974,03
2076	162	58,9	3133,1	2170,51	-962,59
2077	162	58,5	3114,9	2164,91	-949,99
2078	162	58,2	3097,1	2159,52	-937,58
2079	157	58,9	3035,4	2110,53	-924,87
2080	157	58,6	3022,0	2108,75	-913,25
2081	157	58,3	3008,7	2106,89	-901,81
2082	157	58,1	2995,6	2104,94	-890,66
2083	157	57,8	2982,6	2102,91	-879,69
2084	157	57,6	2969,7	2101,16	-868,54
2085	157	57,3	2956,9	2099,31	-857,59
2086	157	55,1	2843,8	2031,93	-811,87
2087	157	53,0	2735,8	1966,87	-768,93
2088	157	51,0	2632,7	1904,08	-728,62
2089	157	49,1	2534,1	1843,51	-690,59
2090	151	47,6	2362,5	1707,92	-654,58
2091	151	45,8	2273,3	1652,29	-621,01
2092	151	44,1	2188,1	1598,71	-589,39
2093	150	42,2	2079,9	1521,26	-558,64
2094	150	40,6	2001,9	1471,40	-530,5
2095	150	39,1	1927,4	1423,41	-503,99

Как видно из таблицы, объема сточной воды месторождения Коныс недостаточно для удовлетворения потребностей месторождения. В условиях дефицита объемов воды для ППД с первого года, согласно проектным показателям рекомендуемого варианта разработки, дефицит будет скомпенсирован попутно-добываемыми водами с месторождения Бектас, а также для полной компенсации объемы будут отбираться с технического водозабора.

В цех подготовки нефти пластовый флюид поступает с двух месторождений: Коныс и Бектас, поэтому попутно-добываемая вода представляет собой смесь. Минерализация пластовых вод с месторождения Бектас ниже практически в два раза, чем минерализация

пластовых вод месторождения Коныс. Вся попутно-добываемая вода после ЦППН поступает в резервуар РВС-3000 №1 и далее, пройдя водоочистительный сепаратор, закачивается в нагнетательные скважины.

В 2006 году в АО «НИПИнефтегаз» проводились исследования карбонатной и сульфатной стабильности и совместимости проб пластовых вод с горизонта М-II и технических вод с водозаборных скважин месторождения Коныс. По результатам проведенных исследований и расчетов сделан вывод о возможности использования вод сенон-туронского водоносного горизонта в системе ППД с обязательной предварительной подготовкой.

В 2015 году в АО «НИПИнефтегаз» проводились исследования карбонатной и сульфатной совместимости пластовых вод. Изучение совместимости пластовых вод мелового и юрского горизонтов показало, что все воды совместимы и могут быть использованы в качестве рабочего агента системы ППД, т.е. закачка воды юрского горизонта в меловые продуктивные горизонты и наоборот возможна.

На 01.01.2024г. фонд водозаборных скважин составляет 44 единицы, из них 5 скважин в работе (№№: 1-В, 6-В, 10-В, 13-В, 59-В) и 39 скважин в бездействующем фонде.

Техническая вода с водозаборных скважин, пройдя блок дозирования реагентов БДР-2.5 и фильтры тонкой очистки фирмы «PURTEX 05 30.50 micron», насосами высокого давления НБ-125 подаётся на нагнетательные скважины.

Для того, чтобы избежать осложнений при закачке воды в пласт, закачиваемая вода для целей ППД месторождения Коныс должна соответствовать установленным требованиям, приведённым в таблице 1.5.6.4.

Таблица 1.5.6.4 – Требования к качеству закачиваемой воды

Параметры	Объекты					
	I	II	III	IV	V	Возврат
Стабильность	стабильна					
Совместимость с пластовыми водами	снижение приёмистости допускается не более 20%					
Количество мехпримесей	до 15 мг/л	до 3 мг/л	до 5 мг/л	до 5 мг/л	до 50 мг/л	до 3 мг/л
Содержание нефтепродуктов	до 15 мг/л	до 5 мг/л	до 10 мг/л	до 10 мг/л	до 50 мг/л	до 5 мг/л
Размер взвешенных частиц	90% частиц не крупнее 5 мкм	90% частиц не крупнее 1 мкм	90% частиц не крупнее 5 мкм	90% частиц не крупнее 5 мкм	90% частиц не крупнее 5 мкм	90% частиц не крупнее 1 мкм
Содержание растворённого кислорода	менее 0.5 мг/л					
Содержание железа (II)	менее 1 мг/л					
Содержание сероводорода	отсутствие					
Содержание сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ)	отсутствие					

К числу факторов, осложняющих реализацию системы ППД, можно отнести низкую, не соответствующую проектной, приёмистость нагнетательных скважин.

При реализации системы ППД необходимо проводить мониторинг качества закачиваемой воды. Согласно [12] необходимо проводить контроль содержания нефтепродуктов и мехпримесей в закачиваемой воде и раз в квартал на нагнетательных скважинах осуществлять замеры забойного давления.

1.5.7. Рекомендации к технологии и технике приготовления и закачки рабочих агентов в пласт при применении методов повышения нефтеизвлечения

Система подготовки воды должна быть закрытой, чтобы избежать контакта добываемой воды с атмосферой. Нагнетательная скважина должна быть оснащена штуцерным клапаном и расходомером для контроля распределения нагнетаемой воды.

Для очистки воды от нефти и мехпримесей существуют следующие методы: отстой, флотация, осаждение, фильтрация и сепарация. Подготовка воды чаще всего осуществляется путем отстоя в резервуаре сточной воды. В таких условиях частицы менее 5 мкм осаждаются медленно, и гранулометрический состав взвесей не контролируется. Более тонкую очистку обеспечивает фильтрация и сепарирование под действием центробежных сил.

Очистка от нефти осуществляется отстоем в резервуаре цеха подготовки нефти. В случае превышения требуемых норм очистки в технологическую схему может быть включен блок гидроциклонов типа жидкость–жидкость.

Предварительная очистка от механических примесей проводится отстоем в резервуаре. Дополнительная подготовка воды может осуществляться путем ее фильтрации через различного рода фильтры (фильтры грубой очистки, фильтры на пористых средах, патронные фильтры) или с помощью сепарации в гидроциклонах и центрифугах.

В настоящее время на месторождении Коньс закачка воды осуществляется посредством БКНС и насосами НБ-125 (при закачке в нагнетательные скважины от водозаборных скважин).

Закачка воды для ППД осуществляется двумя блочными кустовыми насосными станциями (БКНС). Подготовка воды для закачки осуществляется на ЦППН. БКНС-СК расположен на северном участке месторождения в районе ЦППН. БКНС-ЮК расположен в центре месторождения. Подготовленная к закачке вода подается от ЦППН по низконапорному коллектору. С БКНС по высоконапорному коллектору вода через водораспределительные пункты подается в нагнетательные скважины.

В водонагнетательном действующем фонде на 01.01.2024г. находятся 74 скважины. Из них 73 в работе и одна скважина в простое. Бездействующий фонд составляет 92 скважины.

Схема системы ППД на месторождении Коньс на 01.01.2024 г. представлена на рисунке 1.5.7.1.

Пластовая вода из сепараторов № 3, 4, 5, 6, а также с нефтяных резервуаров поступает в РВС-3000 №1 и далее в РВС-1000 № 1и 2. Далее через установку очистки пластовой воды (УПВ) подается центробежными насосами (Зед.) на БКНС. После чего подготовленная вода закачивается в систему ППД насосами БКНС.

Технологическая схема БКНС-СК представлена на рисунке 1.5.7.2.



Рисунок 1.5.7.1 – Существующая схема распределения закачиваемой воды в систему ППД месторождения Коныс

В состав БКНС-СК входит следующее оборудование:

- 1 Резервуар отстойник с функцией добавки реагентов РВС-1000.
- 2 Регулирующий водяной резервуар РВС-200.
- 3 Фильтрующее устройство с ореховыми скорлупами.
- 4 Резервуар очищенной воды/ насос внешней перекачки РВС-700.
- 5 Фильтр-пресс.
- 6 Насосы ЦНС:

6.1. DY-100-60AX6 (3шт.) – предназначены для внешней перекачки воды с резервуаров очищенной воды (РВС700 и РВС1000) на БКНС-ЮК. Производительность 95м³/ч.

6.2 DF50-150AX7 (3 шт.) – производительность 50м³/ч. Напор – 984м.

6.3 DF50-150AX8 1 (1 шт.) – производительность 50м³/ч. Напор – 1034м.

7 Бассейн сточных вод (грязевой бассейн).

8 Блок дозирования реагентов.

Технологический процесс на БКНС-СК осуществляется следующим образом:

В качестве технологии системы подготовки добываемой воды на ЦППНГ месторождений КАМ применяется первичное удаление нефти с помощью коагуляции и первичная фильтрация.

Рабочий агент, подтоварная вода с ЦППНГ проходит резервуар отстойник с функцией добавки коагуляционных реагентов, где отстаивается и подается в регулирующий водяной резервуар с добавлением дезинфектанта и ингибитора, и подается фильтрующими насосами в фильтрующее устройство с ореховыми скорлупами. После фильтрации очищенная вода подается в резервуар очищенной воды 700м³. После резервуара очищенной воды подтоварная вода по системе приемных трубопроводов при температуре 37°С и давлением до 0,5МПа поступает на прием насосных агрегатов БКНС-СК.

В качестве основного оборудования БКНС-СК используется многоступенчатые секционные центробежные насосы ЦНС производительностью 40-50м³ и напором 1034-1480м. Затем напорным давлением по системе нагнетательных трубопроводов пластовая вода подается в ГВД БКНС-СК, где распределяется по соответствующим направлениям. По водоводам высокого давления жидкость попадает в водораспределительные гребенки, расположенные на кустах скважин. Проходя, через приборы учета расхода жидкости, обвязку, устьевое и подземное оборудование нагнетательной скважины вода попадает в продуктивные горизонты.

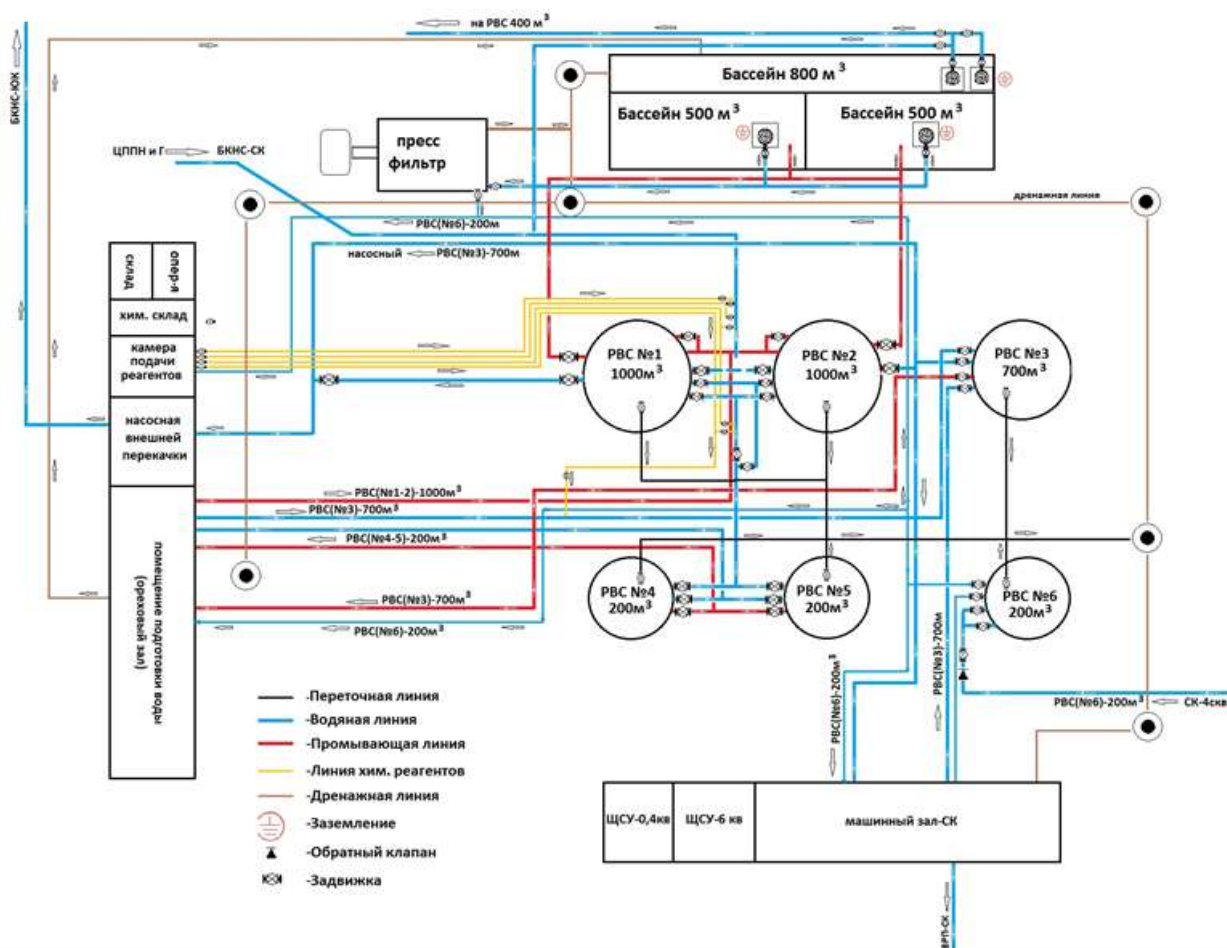


Рисунок 1.5.7.2 – Технологическая схема БКНС СК

Технологическая схема БКНС-ЮК представлена на рисунке 1.5.7.3.

В состав БКНС-СК входит следующее оборудование:

1. Насосно-машинный зал бокса на 5 электронасосных агрегатов DF40-140AX8A и DF50-150AX11.
2. Операторная.
3. Резервуарный парк. РВС-300 (4 шт.).
4. Подземные дренажная система.
5. Блок реагентов(БР).

Технологический процесс на БКНС-СК осуществляется следующим образом:

Рабочий агент, подтоварная вода по системе приемных трубопроводов при температуре 37°C и с давлением до 0,5МПа поступает на БКНС-ЮК в РВС-300. Резервуарный парк состоит из 4х РВС-300. Резервуары вертикальные стальные РВС-300 предназначены для приема, хранения и выдачи воды.

В качестве основного оборудования БКНС-ЮК используется многоступенчатые секционные центробежные насосы ЦНС производительностью 40-50м³ и напором 1034-1480м. Напорным давлением по системе нагнетательных трубопроводов пластовая вода

подается в ГВД БКНС-ЮК, где распределяется по соответствующим направлениям. По водоводом высокого давления жидкость попадает в водораспределительные гребенки, расположенные на кустах скважин. Проходя, через приборы учета расхода жидкости, обвязку, устьевое и подземное оборудование нагнетательной скважины вода попадает в продуктивные горизонты.

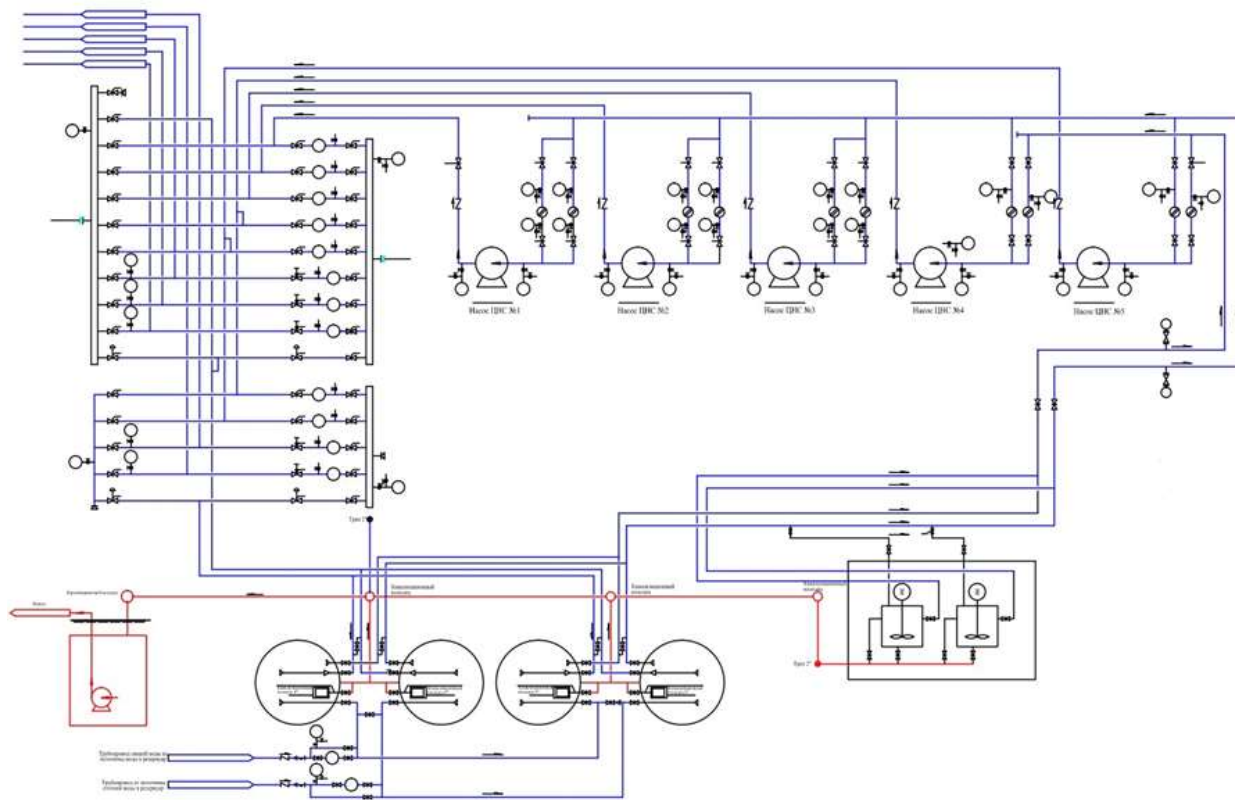


Рисунок 1.5.7.3 – Технологическая схема БКНС-ЮК

Проектные решения по системе ППД

По рекомендуемому варианту разработки по системе заводнения предполагается обустроить:

- В 2027 г. – перевод 1-й скважины №669 из проектного добывающего фонда под нагнетание воды.
- В 2028 г. – перевод 2-х скважин №№308 и 306 из бездействующего добывающего фонда под нагнетание воды.
- В 2030 г. – перевод скважины №379 из бездействующего добывающего фонда под нагнетание воды, и перевод скважины №744 из проектного добывающего фонда под нагнетание воды.
- В 2031 г. – перевод 1-й скважины №374 из бездействующего добывающего фонда под нагнетание воды.
- В 2032 г. – перевод 1-й скважины №263 из добывающего фонда под

нагнетание воды.

- В 2033 г. – перевод 2-х скважин №№284 и ЮК-20 из бездействующего добывающего фонда под нагнетание воды.
- В 2034 г. – перевод 2-х скважин, №59 из добывающего фонда и ЮК-21 из бездействующего добывающего фонда под нагнетание воды.
- В 2035 г. – перевод 2-х скважин, ЮК-33 и ЮК-35 из проектного добывающего фонда под нагнетание воды.

Перечень необходимого оборудования по годам для реализации проектных решений по системе ППД представлен в таблице 1.5.6.5.

Таблица 1.5.6.5 – Перечень необходимого оборудования по годам

№ п/п	Мероприятия	Ед. изм.	Годы								Всего
			2027	2028	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
1	Подключение переводимых добывающих скважин под нагнетание	ед.	1	2	2	1	1	2	2	2	13
2	Прокладка трубопроводов Ду-100мм	м	1300	1150	1150	630	810	880	2260	1400	9580
3	Строительство ВРП	ед.	-	-	-	-	-	1	-	-	1
4	Прокладка трубопроводов Ду-150мм	м	-	-	-	-	-	2100	-	-	2100

Поскольку проектная мощность БКНС-СК и БКНС-ЮК составляют 3 млн.м³/год каждая, а максимальный проектный объем закачиваемой воды предусматривается в 2035 году и составит 3,771 млн.м³ расширение БКНС не предусматривается.

Схема системы ППД с проектными решениями представлена на рисунке 1.5.7.4.



Рисунок 1.5.7.4 – Схема системы ППД месторождения Коньес с проектными решениями

Обратная закачка газа в газовую шапку

Закачка газа на дату анализа 01.01.2024 г. проводится через газонагнетательные

скважины в газовую шапку мелового горизонта северного блока.

По состоянию на 01.01.2024 г. газонагнетательный фонд составляет 6 скважин, из которых 1 – действующая и 5 – в резерве. Согласно проектным решениям по мере увеличения объемов закачки газа, газонагнетательные скважины будут задействованы.

После компрессора обратной закачки газ с требуемым давлением поступает по газопроводу в распределительный коллектор на газонагнетательные скважины для обратной закачки в пласт.

Нагнетание газа в пласт должно выполняться при давлении выше пластового на 10-20%.

К числу факторов, которые могут осложнять процесс закачки газа, относится наличие мехпримесей, тяжелых углеводородов, паров воды и углекислого газа.

В качестве рабочего агента обратной закачки газа в газовую шапку горизонта М-II с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи используется газ сепарации после ЦППНГ без отделения жидких углеводородов. Учитывая, что нефть месторождений Коныс и Бектас проходит совместную подготовку на едином для компании ЦППНГ, газ сепарации является газом, выделившимся из смеси нефти двух данных месторождений.

В соответствии с принятой технологией попутный газ после сепарации нефти на ЦППНГ проходит через газовый сепаратор, где очищается от мехпримесей и поступает в систему компримирования, где в процессе сжатия выделяется конденсат.

Закачиваемый в пласт газ не должен содержать механических примесей, пыли, масла, продуктов коррозии, так как это может привести к снижению поглощательной способности скважин. Присутствие в газе твердых частиц приводит к абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов.

Конденсат тяжелых углеводородов оседает в пониженных точках газопроводов, увеличивая сопротивление движению газа.

Наличие водяных паров в газе приводит к коррозии трубопроводов и оборудования, а также к образованию в трубопроводах гидратов, способных перекрыть сечение труб.

1.5.8. Состав и свойства нефти, газа и воды

В данной работе представлены результаты физико-химических исследований за весь период разведки и разработки месторождения Коныс.

Исследования выполнялись в лабораториях ТОО «Мунайгазгеолсервис», ОМП п.Тогуз, АО «НИПИнефтегаз», КАЗХТИ.

Свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях в целом по

месторождению изучены по результатам лабораторных исследований 136 проб из 88 скважин.

По представительным пробам свойства дегазированной нефти определены по следующим горизонтам: М-0-3 – по 7 пробам из 4 скважин; М-II – по 70 пробам из 53 скважин; Ю-0-1 – по 19 пробам из 17 скважин; Ю-0-2-1 – по 6 пробам из 4 скважин; Ю-0-2-2 – по 6 пробам из 2 скважин. На юго-западном участке отбором представительных проб охарактеризованы горизонты: Ю-0-2 – 3 пробами из 3 скважин; Ю-0-3 – 8 пробами из 7 скважин.

В таблице 1.5.8.1 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

Свойства нефти охарактеризованы по 7 пробам нефти из 5-х скважин. Плотность нефти изменяется от 0,8256 до 0,867 г/см³, в среднем составляя 0,849 г/см³, нефть относится к легким. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,3 % масс. По содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 13,6 % масс.). Температура застывания нефти в среднем до 18 °С. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 °С в среднем – 22% об., керосиновых до 300 °С в среднем – 38,3 % об.

I объект – горизонт М-II. Свойства нефти охарактеризованы по 70 пробам нефти из 53 скважин. Плотность нефти изменяется от 0,816 до 0,855 г/см³, в среднем составляя 0,832 г/см³, нефть относится к легким. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых в среднем 9,4 % масс, асфальтенов в среднем – 2,35 % масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,25 % масс), по содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 12 % масс). Температура застывания нефти в среднем до 16 °С. Кинематическая вязкость 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 – 26 % об., керосиновых до 300 °С в среднем – 47,4 % об.

III объект – горизонт Ю-0-1. Свойства нефти охарактеризованы по 19 пробам нефти из 17 скважин. Плотность нефти изменяется от 0,817 до 0,839 г/см³, в среднем составляя 0,825 г/см³, нефть относится к особо легким. Нефть смолистая, со средним содержанием смол силикагелевых 9,0 % 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 15,0 % масс). Температура застывания нефти в среднем до 14,5⁰С. Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С в среднем составляет 27,8 мм²/с, и относится к повышенной вязкости. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С в среднем – 26,3 % об., керосиновых до 300⁰С в среднем – 50,5 % об.

II объект – горизонт Ю-0-2. Пласт Ю-0-2-1. Свойства нефти охарактеризованы по 6 пробам нефти из 5-х скважин.

Плотность нефти изменяется от 0,818 до 0,869 г/см³, в среднем составляя 0,840 г/см³, нефть относится к легким. Нефть смолистая, со средним содержанием смол силикагелевых 7,45 % масс, асфальтенов в среднем – 1,20 % масс. По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,22 % масс.), по содержанию парафина нефть относится к высокопарафинистым (в среднем 13,5 % масс). Температура застывания нефти в среднем до 16,5⁰С. Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С 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 200⁰С в среднем – 29 % об., керосиновых до 300⁰С в среднем – 44 % об.

Пласт Ю-0-2-2. Свойства нефти охарактеризованы по 7 пробам нефти из 2 скважин.

Плотность нефти при 20⁰С 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 11,7⁰С. Кинематическая вязкость нефти при 20⁰С 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 200⁰С в среднем – 32,2 % об., керосиновых до 300⁰С в среднем – 51,3 % об.

Юго-западный участок

IV объект – горизонт Ю-0-3. Свойства нефти охарактеризованы по 8 пробам нефти из 7-и скважин.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется от 0,825 до 0,845 г/см³, в среднем составляет 0,832 г/см³, нефть относится к легким. Нефть смолистая, с содержанием смол силикагелевых 6,3 % масс, асфальтенов в среднем – 0,16 % масс, по содержанию парафина нефть относится к парафинистым (в среднем 5,9 % масс). По содержанию серы нефть относится к малосернистым (в среднем 0,28 % масс). Температура застывания нефти в

среднем до минус 7⁰С. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 ⁰С в среднем – 34 % об., керосиновых до 300 ⁰С – 56,0 % об.

1 возвратный объект – горизонт Ю-0-2. Свойства нефти охарактеризованы по 3 пробам нефти из 3 скважин.

Плотность нефти при 20 ⁰С 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 ⁰С. Состав нефти представлен бензиновыми и керосиновыми фракциями. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200 ⁰С в среднем – 40,5 % об, керосиновых до 300 ⁰С в среднем – 70,5 % об.

Таблица 1.5.8.1 - 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		4	7	0,826-0,867	0,849
Вязкость, мм ² /с, при 20 ⁰ С		-	-	-	-
при 50 ⁰ С		-	-	-	-
Температура застывания, ⁰ С		4	7	9-24	18
Массовое содержание, %	серы	-	-	-	-
	смол силикагелевых	4	7	11,0-16,1	13,3
	асфальтенов	1	1	1,5	1,5
	парафина	4	7	12,6-13,5	13,6
Объемный выход фракций, %	Н.К. ⁰ С	4	7	62-89	79
	до 200 ⁰ С	4	7	13-31	22
	до 250 ⁰ С	4	7	18-41	29
	до 300 ⁰ С	4	7	27-51	38,3
I объект- Горизонт М-II					
Плотность, г/см ³		53	70	0,816-0,855	0,832
Вязкость, мм ² /с, при 20 ⁰ С		23	30	6,2-28,0	18,5
при 50 ⁰ С		23	30	3,03-13,4	5,9
Температура застывания, ⁰ С		53	70	2-24	16
Массовое содержание, %	серы	41	50	0,027-0,49	0,25
	смол силикагелевых	50	66	0,2-16,34	9,4
	асфальтенов	49	65	0,02-20,75	2,35
	парафина	53	68	1,6-31,6	12,0
Объемный выход фракций, %	Н.К. ⁰ С	44	62	30-95	69
	до 200 ⁰ С	52	70	12-34	26
	до 250 ⁰ С	52	70	19-45	38
	до 300 ⁰ С	52	67	30-61	47,4

Продолжение таблицы 1.5.8.1

1	2	3	4	5
III объект - Горизонт Ю-0-1				
Плотность, г/см ³	17	19	0,817-0,839	0,825
Вязкость, мм ² /с, при 20 °С	9	11	10,8-54,13	27,8
при 50 °С	5	5	5,06-7,99	5,9
Температура застывания, °С	17	19	3-21	14,5
Массовое содержание, %	серы	10	0,1-0,40	0,3
	смола силикагелевых	17	0,6-14,4	9,0
	асфальтенов	12	0,07-0,48	0,20
	парафина	17	3,4-29,4	15,0
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	13	38-81	50
	до 200 °С	13	19-33	26,3
	до 250 °С	13	26-47	37
	до 300 °С	13	38-63	50,5
II объект -Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2 -1				
Плотность, г/см ³	5	6	0,818-0,869	0,840
Вязкость, мм ² /с, при 20 °С	2	3	8,6-14,9	10,7
при 50 °С	-	-	-	-
Температура застывания, °С	5	6	6-24	16,5
Массовое содержание, %	серы	4	0,03-0,32	0,22
	смола силикагелевых	5	0,19-11,2	7,45
	асфальтенов	5	0,06-4,38	1,20
	парафина	5	10,0-22,8	13,5
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	4	31-65	57
	до 150 °С	5	11-28	20,5
	до 200 °С	5	18-33	29,0
	до 250 °С	5	24-41	37,0
	до 300 °С	3	31-52	44,0
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	0,02-0,4	0,2
	смола силикагелевых	2	6,0-12,3	10,2
	асфальтенов	1	0,14-3,8	1,1
	парафина	2	9,1-12,5	11,5
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	2	29,0-55,0	46,5
	до 150 °С	2	19,0-28,0	22,8
	до 200 °С	2	30,0-35,0	32,2
	до 250 °С	2	39,0-55,0	42,5
	до 300 °С	1	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	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1.5.8.1

1	2	3	4	5
Температура застывания, °С	2	2	(-9)–(-18)	-13,5
Массовое содержание, %	серы	-	-	-
	смола силикагелевых	2	0,9-2,9	1,9
	асфальтенов	2	0,06-0,1	0,08
	парафина	2	2,0-6,2	4,1
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	-	-	-
	до 200°С	2	38-43	40,5
	до 250°С	2	52-60	56
	до 300°С	2	66-75	70,5
IV объект -Горизонт Ю-0-3				
Плотность, г/см ³	7	8	0,825-0,845	0,832
Вязкость, мм ² /с,	при 20°С	2	14-27,8	21
	при 50°С	2	5-7,76	6,4
Температура застывания, °С	7	8	-14--13	-7
Массовое содержание, %	серы	2	0,3-0,29	0,28
	смола силикагелевых	7	1,7-10,3	6,0
	асфальтенов	7	0,1-0,3	0,16
	парафина	7	3,1-12,1	5,9
Объемный выход фракций, %	Н.К. °С	4	65-70	70
	до 200°С	7	27-36	34
	до 250°С	7	37-55	42
	до 300°С	7	50-62	56

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 1.5.8.2.

2 возвратный объект - горизонт М-0-3. По горизонту отобрана и исследована 1 глубинная проба нефти из 1 скважины.

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 - горизонт М-II. По горизонту отобраны и исследована 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.

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. Объёмный 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.

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. Объёмный коэффициент в среднем – 1,210.

Пласт Ю-0-2-2 охарактеризован 4 пробами из 2 скважин.

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. Объёмный коэффициент в среднем – 1,220.

Юго-западный участок

IV объект - горизонт Ю-0-3. По горизонту отобраны и исследованы 8 проб из 3 скважин.

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. Объёмный коэффициент в среднем – 1,214.

Таблица 1.5.8.2 – Месторождение Коныс. 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

Продолжение таблицы 1.5.8.2

1	2	3	4	5
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

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 1.5.8.3.

Горизонт М-0-2. Плотность конденсата в скважине 3 равна 0,721 г/см³. Содержание светлых фракций, выкипающих до 200 оС, 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 20 оС, температура кипения +36 оС. Содержание светлых фракций, выкипающих до 200 оС, 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 -20 0С, температура кипения +40 0С. Содержание светлых фракций, выкипающих до 200 0С, составляет 96 %об.

Таблица 1.5.8.3 – Месторождение Коныс. Свойства конденсата

№№ скв.	Плотность, г/см³	Дин. вязкость, мПа*с	Групповой углеводородный состав, % масс					Тзаст, °С	Т кип, °С	Фракционный состав по Энглеру, % 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	-

Состав и свойства растворенного в нефти 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 1.5.8.4.

I объект (горизонт М-II). По горизонту отобраны и исследованы 66 проб из 45 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 8 пробами из 8 скважин.

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 5 пробами из 4 скважин.

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.

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 4 пробами из 3 скважин.

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 1.5.8.5.

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 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 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, отобраным в начале 90-годов. Учитывая, что эти горизонты не вовлекались в разработку, пробы по этим горизонтам не отбирались более 20 лет.

Таблица 1.5.8.4 - 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	45	66	47,0-98,40	67,65
C ₂ H ₆	45	66	1,4-21,39	12,44
C ₃ H ₈	45	66	0,1-20,09	8,85
nC ₄ H ₁₀	45	66	0,04-20,10	3,83
nC ₅ H ₁₂	45	66	0,06-3,24	1,46

C ₆ H ₁₄	45	66	0,01-2,42	0,94
C ₇ H ₁₆	16	16	0,1-0,26	0,14
CO ₂	41	57	0,02-2,09	0,34
N ₂	41	58	0,01-6,31	1,58
H ₂ S	15	18	0,01-0,10	0,04
H ₂	13	12	0,01-0,29	0,06
O ₂	29	34	0,02-3,10	0,89
Абсолютная плотность, кг/м ³	33	36	0,730-1,324	1,039

III Объект – Горизонт Ю-0-1

Компоненты, % мол				
CH ₄	7	8	55,6-70,0	61,18
C ₂ H ₆	7	7	7,33-13,67	11,58
C ₃ H ₈	7	8	5,92-15,78	10,65
nC ₄ H ₁₀	7	8	2,41-6,80	4,35
nC ₅ H ₁₂	7	8	0,05-2,38	1,29
C ₆ H ₁₄	6	7	0,02-1,87	0,73
C ₇ H ₁₆	3	3	0,41	0,41
CO ₂	7	8	0,04-2,02	0,59
N ₂	7	8	0,70-9,80	3,81
H ₂ S	-	-	-	-
H ₂	-	-	-	-
O ₂	5	5	2,61-6,61	3,29
Абсолютная плотность, кг/м ³	7	8	0,960-1,248	1,113

II Объект-Горизонт Ю-0-2 пласт Ю-0-2-1

Компоненты, % мол				
CH ₄	4	5	81,1-95,31	87,64
C ₂ H ₆	4	5	2,7-8,13	5,60
C ₃ H ₈	4	5	0,1-3,85	2,41

Продолжение таблицы 1.5.8.4

1	2	3	4	5
nC ₄ H ₁₀	4	5	0,1-2,61	1,01
nC ₅ H ₁₂	-	-	-	-
C ₆ H ₁₄	2	2	0,01	0,01
C ₇ H ₁₆	-	-	-	-
CO ₂	5	5	0,01-2,12	0,78
I	3	4	4	5
N ₂	4	5	0,01-4,62	1,73
H ₂ S	2	2	0,02-0,04	0,03
H ₂	2	2	0,06	0,06
O ₂	3	4	0,02-0,30	0,16
Абсолютная плотность, кг/м ³	4	5	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_5H_{12}	2	3	0,84-1,01	0,95
C_6H_{14}	2	3	0,11-0,78	0,55
C_7H_{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_2S	-	-	-	-
H_2	-	-	-	-
O_2	-	-	-	-
Абсолютная плотность, $кг/м^3$	2	3	0,964-1,093	1,047

Таблица 1.5.8.5 - 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_2H_6	1	1	1,09	1,09
C_3H_8	1	1	0,78	0,78
nC_4H_{10}	1	1	0,33	0,33
nC_5H_{12}	1	1	0,08	0,08
C_6H_{14}	1	1	1,5	1,5
CO_2	1	1	0,11	0,11
N_2	1	1	0,81	0,81
H_2S	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_2H_6	1	1	1,14	1,14
C_3H_8	1	1	0,76	0,76
nC_4H_{10}	1	1	0,37	0,37
nC_5H_{12}	1	1	0,07	0,07
C_6H_{14}	1	1	2,66	2,66
CO_2	1	1	0,09	0,09
N_2	1	1	0,71	0,71
H_2S	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_2H_6	1	1	7,4	7,4
C_3H_8	1	1	2,4	2,4
nC_4H_{10}	1	1	0,73	0,73
nC_5H_{12}	1	1	0,1	0,1
C_6H_{14}	1	1	2,0	2,0
CO_2	1	1	0,12	0,12
N_2	1	1	0,95	0,95
H_2S	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	1	1	0,699	0,699

воздуху				
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
Продолжение таблицы 1.5.8.5				
1	2	3	4	5
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

Состав пластовых вод

Изучение свойств и состава попутно добываемых вод месторождения Коныс проведено по 58 анализам проб воды, отобранных с 35-ти скважин.

Исследования выполнены в разных лабораториях: в ТОО «Казэкология», АО

Институт «Геопроект», лаборатория «ЦППНГ» на самом месторождении, ЦЛ «БГЭ», в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз». Данные содержат результаты по основному шестикомпонентному составу, суммарной минерализации, типу воды и сухому остатку. Частично имеются данные по показателю pH и некоторым микрокомпонентам. Часть приведенных исследований не имеет данных по перфорации и с какой скважины и они отобраны. При этом указан продуктивный горизонт.

Горизонт М-0-3. Воды продуктивного горизонта М-0-3 представлены 6 исследованиями воды со скважин К-597 и К-598. Исследования проведены в 2014-2020 гг. Результаты показывают, что воды относятся к весьма слабым рассолам хлоркальциевого типа с суммарным солесодержанием 34,6-37,7 г/дм³. Воды очень жесткие по показателю pH нейтральные. Основной компонентный состав представлен содержанием натрия 11-12 г/дм³ и хлоридами 21-23 г/дм³. Кальция в водах содержится от 1,44 до 2,4 г/дм³, магния от 0,42 до 0,73 г/дм³, сульфатов от отсутствия до 49 мг/дм³, гидрокарбонатов от 0,14 до 0,7 г/дм³.

Из микрокомпонентов есть данные по пробе без номера скважины, где содержание ионов бария составило 33,7 мг/дм³, стронция 102,2 мг/дм³, железа 13,18 мг/дм³. Углекислый газ содержится в количестве 72,66 мг/дм³.

Горизонт М-0-4. Воды с горизонта М-0-4 характеризуются только одной пробой воды без номера скважины. Анализ показывает, что вода сильносоленая с минерализацией 33,4 г/дм³. Тип воды согласно классификации Сулина В.А. хлоркальциевый. Вода жесткая, нейтральная, с отсутствием сульфат-ионов. Катионный состав представлен содержанием калия 43 мг/дм³, натрия 8,6 г/дм³, кальция 3,3 г/дм³, магния 0,6 г/дм³. Анионы содержат хлориды 20,8 г/дм³, и гидрокарбонаты 54,9 мг/дм³. Из микрокомпонентов определены только барий 24 мг/дм³, стронций 70 мг/дм³ и железо 12,66 мг/дм³.

Горизонт М-0-5. По данному горизонту отобрано 2 пробы, по которым воды характеризуются как весьма слабые рассолы с солесодержанием 25,5-48,6 г/дм³. Воды очень жесткие, нейтральные. Основными компонентами являются натрий 9,1-12,4 г/дм³ и хлориды 22,2-29,8 г/дм³. Единичные данные по микрокомпонентам показали содержание бария 66 мг/дм³, стронция 70,3 мг/дм³, железа 8,4 мг/дм³.

Горизонт М-II. Воды данного горизонта имеют самую большую статистику по исследованию компонентного состава: 54 анализа из 41 скважины. Суммарная минерализация данных вод изменяется от 24 до 66 г/дм³ и в среднем по горизонту составляет 47,1 г/дм³.

Содержания калия в среднем по горизонту составляет 191 мг/дм³, натрия 14,2 г/дм³, кальция 3,3 г/дм³, магния 0,5 г/дм³, хлоридов 28,8 г/дм³, сульфатов 95,2 мг/дм³,

гидрокарбонатов 136 мг/дм³. Воды очень жесткие по показателю pH слабокислые. Из микрокомпонентов есть единичные данные по бария 17,5 мг/дм³ и стронцию 193,98 мг/дм³. Железо отсутствует. Растворенная углекислота содержится в количестве 250 мг/дм³.

Горизонт Ю-0-1. По данному горизонту отобрано 3 пробы. Воды относятся к весьма слабым рассолам хлоркальциевого типа с суммарным содержанием растворенных солей 47,2-56,1 г/дм³. Воды очень жесткие, нейтральные. Количественное содержание основных составляющих ионов составляет: натрия 12,7-19,8 г/дм³, хлоридов 29,3-33,6 г/дм³. Единичные результаты по микрокомпонентам показывают, что содержание бария составляет 15,1 мг/дм³, стронция 174,5 мг/дм³, железа 16,1 мг/дм³.

Горизонт Ю-0-2. Воды горизонта изучены по результатам исследований 2 скважин и при среднем суммарном солесодержании 44,8 г/дм³ содержат ионов натрия 13,2 г/дм³, хлоридов 27,6 г/дм³. Воды очень жесткие, нейтральные, хлоркальциевого типа. Содержание бария составило 51,1 мг/дм³, стронция 108,6 мг/дм³, железа 3,46 мг/дм³.

Горизонт Ю-0-3. Исследования, проведенные по 20 скважинам данного горизонта, характеризуют воду как весьма слабый рассол хлоркальциевого типа с минерализацией 53,3-59,6 г/дм³. Вода содержит низкое количество сульфатов, нейтральная, очень жесткая. Основными компонентами являются натрий 15-18,3 г/дм³ и хлориды 26,9-36,4 г/дм³. Количественное содержание бария составило 116,5 мг/дм³, стронция 140,74 мг/дм³, железа 7,12 мг/дм³.

Воды сенон-туронских горизонтов

Результаты исследований вод с водозаборных скважин характеризуют их как слабосоленые с переходом в сильносоленые с суммарным солесодержанием 3,2 – 15 г/дм³ и плотностью 0,998-1,011 г/см³. Практически все исследования показывают нейтральный pH вод, но некоторые анализы характеризуют воды как слабощелочные. Основными составляющими компонентами являются натрий 1,1-4,5 г/дм³, хлориды 1,3-6,1 г/дм³ и сульфаты 0,4-3,7 г/дм³. Железа в водах не много 0,3-4,7 мг/дм³. Из растворенных газов определены углекислота 7,0-58,1 мг/дм³, кислород 1,1-8,3 мг/дм³, сероводород не выявлен.

Таким образом, проведенные исследования по определению состава попутных вод продуктивных горизонтов месторождения Коньс показывают, что в целом, воды меловых отложений относятся к весьма слабым рассолам с суммарным солесодержанием 33-48 г/дм³. Воды юрских продуктивных горизонтов также характеризуются как весьма слабые хлоркальциевые рассолы с минерализацией 44-56 г/дм³.

Воды очень жесткие по степени pH нейтральные, с небольшим содержанием сульфат-ионов. Из микрокомпонентов имеются единичные сведения по бария 15,1-116,5 мг/дм³, стронцию 70-102,2 мг/дм³ и железу 3,46-12,66 мг/дм³.

Воды сенон-туронских водоносных горизонтов, применяемых в системе ППД на месторождении, по степени минерализации относятся в слабосоленым с переходом в сильносоленые воды с минерализацией 3,2-15 г/дм³.

1.6. Описание планируемых к применению наилучших доступных технологий – для объектов I категории, требующих получения комплексного экологического разрешения в соответствии с пунктом 1 статьи 111 Кодексом

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин.

В соответствии с этим, рекомендации по применению оборудования, материалов и технологии не являются обязательными, а носят характер примеров обеспечения этой реализации и могут быть уточнены в процессе составления проекта обустройства месторождения или эксплуатации конкретной скважины с учетом актуальной ситуации.

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

1.7. Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности

Для целей реализации намечаемой деятельности выполнение работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, не требуется.

Работы будут выполняться вахтовым методом, круглосуточно, без выходных дней.

1.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия

1.8.1. Оценка воздействия на атмосферный воздух

1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

- *в процессе добычи, сбора и подготовки углеводородного сырья:*
 - в результате утечек легких фракций углеводородов от технологического оборудования (печи, оборудования скважин и т.д.);
- *в процессе строительства скважин:*
 - в результате сгорания дизельного топлива (в дизель-генераторе привода);
 - в результате неорганизованных выбросов при работе спецтехники;
 - в результате утечек легких фракций углеводородов из емкостей, насосов, резервуаров;
 - в результате выбросов от сварочного поста и т.д.

Согласно «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) для ТОО СП «КУАТАМЛОНМУНАЙ» на 2023 год» (Заключение ГЭЭ №: KZ52VCZ03167087, дата выдачи 29.12.2022 г.) количество стационарных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при эксплуатации оборудования *от существующего оборудования* на месторождениях Коныс и Бектас составляет:

– всего 335 стационарных источников загрязнения атмосферы, из которых 250 являются организованными источниками, 3 – неорганизованными источниками выбросов ЗВ, 39 источников от ЗРА и ФС, в резерве - 43 источника.

Отдельно представить по месторождению Коныс не является возможным, т.к. проект НДВ разработан на 2 месторождения в целом.

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

Источникам организованных выбросов присваиваются четырехзначные номера, начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов – с 6001. При разработке месторождения будут функционировать как организованные, так и неорганизованные источники выбросов.

Оборудование для реализации разработки месторождения по всем вариантам разработки:

- при реализации 1 варианта:

0001-0010 - Печь нагрева ЗУ ПП-0,63;

0101-0231 - Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02;

6001 – Площадка скважин, ЗРА и ФС.

- при реализации 2 рекомендуемого варианта:

0001-0012 - Печь нагрева ЗУ ПП-0,63;

0101-0271 - Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02;

6001 – Площадка скважин, ЗРА и ФС.

- при реализации 3 варианта:

0001-0014 - Печь нагрева ЗУ ПП-0,63;

0101-0290 - Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02;

6001 – Площадка скважин, ЗРА и ФС.

Согласно «Проекта разработки месторождения Коныс», с целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из трех вариантов разработки месторождения рассмотрены следующие варианты:

- при реализации 1 варианта:

- бурение 131 скважины, зарезка 50 боковых стволов и бурение 2 оценочных скважин;

- при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:

- бурение 171 скважины и 2 оценочных скважин;

- при реализации 3 варианта:

- бурение 190 скважин и 2 оценочных скважин;

Источники при бурении скважин

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин, при реализации 3-х вариантов, использованы данные из проектов-аналогов.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншеи, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);

- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Основными потенциальными источниками вредных выбросов при бурении скважин являются:

- 0001 - Дизельгенератор CAT-3406 DITA (2 ед.)
- 0002 - Дизельгенератор CAT-3508 (2 ед.)
- 0003 - Дизельгенератор Volvo
- 0004 - Подъемник А-50
- 0005 – Цементировочный агрегат-320М
- 0006 - СМН-20
- 0007 - САГ АДД-300
- 0008 - Резервуар для хранения дизтоплива V- 20 м3 (2ед.)
- 0009 - СМН-20 (емкость)
- 6010 - Емкость для раствора
- 6011 – Сварочные работы
- 6012 - Газосварочный аппарат

При подготовительных и рекультивационных работах на площадке будут работать следующие источники ЗВ:

- 6013 - Погрузочно-разгрузочные работы
- 6014 - Земляные работы

1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ

В настоящем разделе представлена видовая и количественная характеристика ЗВ (в виде Перечня загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования (таблица 1.8.1.1)), согласно «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) для ТОО СП «КУАТАМЛОНМУНАЙ» на 2023 год» (Заключение ГЭЭ №: KZ52VCZ03167087, дата выдачи 29.12.2022 г.).

Таблица 1.8.1.1 – Ориентировочный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования ТОО СП «КУАТАМЛОНМУНАЙ»

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,01375	0,0416
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,001528	0,00462
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,270784074	105,259671182
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	3,115647448	34,593741792
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,376013423	3,185184049
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	3,083976667	73,37972
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,01227063	0,1070674574
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	13,98174545	291,780618852
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,000556	0,00168
0410	Метан (727*)				50		2,677866814	68,543310246
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		50,7196729	278,2393634
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		6,09299	47,02522106
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров (460)		1,5			4	0,04875	0,00884
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,11633103	0,635918823
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0280553	0,195491998
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,08755077	0,410785192
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,00117	0,000212
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000001017	0,000002896
1071	Гидроксibenзол (155)		0,01	0,003		2	0,0000102	0,00031536

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,074666	0,6454
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,08485775	0,666086128
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,024079417	7,035276936
В С Е Г О :							87,812272888	911,76012737

Сравнение 3-х вариантов разработки проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу месторождения Коньс по каждому из вариантов разработки:

- от количества добывающих скважин и от дополнительного технологического оборудования, представлены по результатам расчетов в таблицах 1.8.1.2-1.8.1.4;
- при строительстве скважин принято по проектам-аналогам и представлены в таблице 1.8.1.5.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в «Проекте нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух» и «Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины».

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с техническими характеристиками применяемого оборудования.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 1.8.1.2 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по 1 варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,65328	209,896	5247,4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,081083	34,1081	568,468333
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,731375	54,598562	18,1995207
0410	Метан (727*)				50		1,731375	54,598562	1,09197124
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,37674	43,7792892716	0,87558579
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,5092	16,1921743373	0,53973914
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00665	0,21146496336	2,11464963
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,00209	0,06646041706	0,33230209
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00418	0,13292083411	0,22153472
	В С Е Г О :						13,095973	413,5835338	5839,24364
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.1.3 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по 2 рекомендуемому варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	8,60328	271,416	6785,4
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,397943	44,1051	735,085

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,217375	69,924642	23,308214
0410	Метан (727*)				50		2,217375	69,924642	1,39849284
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,797008	57,1434596899	1,14286919
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,66464	21,1350361536	0,70450121
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00868	0,2760172632	2,76017263
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,002728	0,08674828272	0,43374141
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,005456	0,17349656544	0,28916094
	В С Е Г О :						16,914485	534,185142	7550,52215

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Таблица 1.8.1.4 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по 3 варианту

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,6108	303,2	7580
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,56165	49,27	821,166667
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	2,49075	78,54538	26,1817933
0410	Метан (727*)				50		2,49075	78,54538	1,5709076
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		1,9948238	63,4343360256	1,26868672
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,737804	23,461774848	0,78205916
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0096355	0,306403776	3,06403776
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0030283	0,0962983296	0,48149165

0621	Метилбензол (349)		0,6		3	0,0060566	0,1925966592	0,32099443
	В С Е Г О :					18,905298	597,0521696	8434,83664

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ

2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

Сравнение вариантов разработки проведено по ориентировочному количеству и перечню загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на месторождении Коныс, по каждому из вариантов разработки, при строительстве скважин:

- 1 вариант – предусматривает бурение в количестве 131 скважин, зарезку 50 боковых стволов и бурение 2 оценочных скважин;
- **2 вариант (рекомендуемый)** – предусматривает бурение в количестве 171 скважины и бурение 2 оценочных скважин;
- 3 вариант – предусматривает бурение в количестве 190 скважин и бурение 2 оценочных скважин.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу, при реализации проектных решений являются предварительными. Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ могут быть представлены в Индивидуальном техническом проекте на строительство скважины.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из проектов-аналогов.

Перечень загрязняющих веществ, с указанием класса опасности и предельно-допустимых концентраций, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин по вариантам представлен в таблицах 1.8.1.5.

Карты фонда скважин по вариантам приведены на рисунках 1.8.1.1-1.8.1.3:

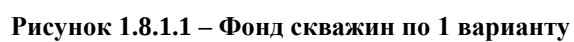






Таблица 1.8.1.5 – Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при строительстве скважин по вариантам

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	от 1 скважины		от 131 скважины + 50 боковых стволов + 2 оценоч. скважин (1 вариант)		от 171 скважины + 2 оценоч. скважин (2 вариант рекомендуемый)		от 190 скважин + 2 оценоч. скважин (3 вариант)	
						Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,00386	0,00139	0,69866	0,25437	0,66006	0,24047	0,7334	0,26688
143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,000303	0,000109	0,054843	0,019947	0,051813	0,018857	0,05757	0,020928
301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,905414444	3,305736	344,8800144	604,949688	325,8258699	571,892328	362,0287444	634,701312
304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,309630722	0,5371821	56,04316068	98,3043243	52,94685346	92,9325033	58,82983718	103,1389632
328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,104544714	0,15432891	18,92259323	28,24219053	17,87714609	26,69890143	19,86349566	29,63115072
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,561777778	1,23075	101,6817778	225,22725	96,06400004	212,91975	106,7377778	236,304
333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,000000457	4,58E-06	0,000082717	0,000837225	0,000078147	0,000791475	0,00008683	0,0008784
337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,773819	3,31273	321,061239	606,22959	303,323049	573,10229	337,02561	636,04416
342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,0002583	0,000093	0,0467523	0,017019	0,0441693	0,016089	0,049077	0,017856
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)	0,2	0,03		2	0,000278	0,0001	0,050318	0,0183	0,047538	0,0173	0,05282	0,0192
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	2,45E-06	5,19E-06	0,000444011	0,000949093	0,00041948	0,00089723	0,000466089	0,00099577
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,024842071	0,03813283	4,496414851	6,97830789	4,247994141	6,59697959	4,71999349	7,32150336
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	1			4	0,600126754	0,91860109	108,6229425	168,1039995	102,6216749	158,9179886	114,0240833	176,3714093
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	0,014378	0,001828	2,602418	0,334524	2,458638	0,316244	2,73182	0,350976

	ВСЕГО:					5,2992	9,5010	959,1617	1738,6813	906,1693	1643,6714	1006,8548	1824,1902

Сравнительный анализ, ориентировочной количественной характеристики выбросов загрязняющих веществ, при строительстве скважин по всем вариантам разработки, представлен в таблице 1.8.1.6.

Таблица 1.8.1.6 - Сравнительный анализ, ориентировочной количественной характеристики выбросов загрязняющих веществ, при строительстве скважин по вариантам разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	от 131 скважины + 50 боковых стволов + 2 оценоч. скважин (1 вариант)		от 171 скважины + 2 оценоч. скважин (2 вариант рекомендуемый)		от 190 скважин + 2 оценоч. скважин (3 вариант)	
		Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	9	10	11	12	13	14
123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,69866	0,25437	0,66006	0,24047	0,7334	0,26688
143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,054843	0,019947	0,051813	0,018857	0,05757	0,020928
301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	344,880014 4	604,949688	325,825869 9	571,892328	362,028744 4	634,701312
304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	56,0431606 8	98,3043243	52,9468534 6	92,9325033	58,8298371 8	103,138963 2
328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	18,9225932 3	28,2421905 3	17,8771460 9	26,6989014 3	19,8634956 6	29,6311507 2
330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	101,681777 8	225,22725	96,0640000 4	212,91975	106,737777 8	236,304
333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00008271 7	0,00083722 5	0,00007814 7	0,00079147 5	0,00008683	0,0008784
337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	321,061239	606,22959	303,323049	573,10229	337,02561	636,04416
342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0467523	0,017019	0,0441693	0,016089	0,049077	0,017856
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат)	0,050318	0,0183	0,047538	0,0173	0,05282	0,0192
703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00044401 1	0,00094909 3	0,00041948	0,00089723	0,00046608 9	0,00099577
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	4,49641485 1	6,97830789	4,24799414 1	6,59697959	4,71999349	7,32150336
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	108,622942 5	168,103999 5	102,621674 9	158,917988 6	114,024083 3	176,371409 3

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	2,602418	0,334524	2,458638	0,316244	2,73182	0,350976
	В С Е Г О :	959,1617	1738,6813	906,1693	1643,6714	1006,8548	1824,1902

1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями "Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий". Астана 2014 г.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v4.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволяют получить следующие данные:

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

Расчет приземных концентраций в атмосферном воздухе вредных химических веществ, проведен в полном соответствии с методикой расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

В связи с тем, что на месторождении отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований, согласно предоставленному «Отчету по результатам производственного экологического контроля на объектах ТОО СП «Куатамлонмунай» за 4 квартал 2023 года» и представлены в таблице

1.8.1.7.

Таблица 1.8.1.7

Точки отбора проб	Концентрации загрязняющих веществ, мг/м ³					
	NO ₂	NO	SO ₂	C	CO	У/В C12-C19
Граница СЗЗ, Коныс	0,00251	0,00313	0,00263	0,00245	0,032	0,0012
ПДК м.р.	0,2	0,4	0,5	0,15	5	0,1

Расчет рассеивания проводился для 3 варианта разработки месторождения на 2034 год, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Исходные данные для расчета рассеивания представлены в Приложении 2. Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 4.

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

При расчете рассеивания не учитывались выделения через неплотность запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений, т.к. они отнесены к аварийным выбросам и при расчете рассеивания не рассматриваются.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на расстоянии 1000 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлен в таблице 1.8.1.8.

Таблица 1.8.1.8 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	C _м	РП	СЗЗ	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	ПДК _{сс} мг/м ³	Класс опасн.
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	190,3415	1,139929	0,189871	0,2	0,04	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	15,4647	0,099424	0,022232	0,4	0,06	3
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,8663	0,02597	0,008126	5	3	4
0410	Метан (727*)	0,1866	0,001957	0,000173	50	5.0*	-

1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов

Ввиду специфики проектируемых работ (процесс разработки месторождения),

Отчет о возможных воздействиях намечаемой деятельности проводится на базе анализа вариантных технических решений, виды и интенсивность воздействия намечаемой хозяйственной деятельности определяются по проектам-аналогам, качественные и количественные параметры (выбросы, сбросы, отходы производства и потребления), полученные в результате предварительной оценки, являются ориентировочными, и не подлежат утверждению в качестве нормативов на природопользование.

1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Согласно указаниям Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" утвержденные приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 января 2022 года № 26447), согласно которому месторождение Коныс относится к I-ому классу опасности с СЗЗ 1000 м.

Достаточность ширины СЗЗ подтверждена расчетами уровней загрязнения в соответствии с действующими указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

В соответствии с санитарными правилами (СЕ), утвержденными приказом министра здравоохранения РК от 11.01.2022 г. №ДСМ-2, требуется разработка проектов санитарно-защитных зон для промышленных объектов и производств с вредными выбросами в атмосферу и вредными физическими факторами и обоснование их размеров. Впоследствии, после разработки проекта СЗЗ, на него будет получено санитарно-эпидемиологическое заключение.

1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

Повышение техногенных нагрузок на природно-территориальные комплексы при освоении месторождений, добыче, переработке и транспортировке углеводородного сырья, при невыполнении экологических требований по охране окружающей среды, могут вызвать негативные изменения качества атмосферного воздуха в районе их расположения.

Загрязнение атмосферного воздуха воздействует на здоровье человека и на окружающую природную среду различными способами - от прямой и немедленной угрозы (смог и др.) до медленного и постепенного разрушения различных систем жизнеобеспечения организма.

В условиях увеличения добычи углеводородов важнейшей экологической и социальной задачей является охрана окружающей среды в районах размещения предприятий нефтяной и газовой промышленности.

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является

инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух выполняется на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренное (3) – изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, но природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается **средняя** (9-27). Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия допустима, природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97.

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на администрацию предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Департаментом экологии, Управлением охраны общественного здоровья Кызылординской

области.

Контроль за соблюдением НДС может проводиться на специально оборудованных точках контроля, на источниках выбросов и контрольных точках.

План-график контроля на предприятии за соблюдением НДС на источниках выбросов составляется экологическими службами предприятия.

1.8.2. Оценка воздействия на водные ресурсы

1.8.2.1. Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Вода используется на питьевые и технологические нужды на период проведения работ. Требуется вода технического и питьевого качества.

На нефтепромысле вода используется на следующие нужды:

- бурение скважин;
- производственные нужды (подготовка нефти, приготовление технологических растворов, промывка технологического оборудования и резервуаров, капитальный и текущий ремонты нефтяных скважин и др.);
- хозяйственно-бытовые нужды;
- пожаротушение;
- другие нужды (полив территории, зеленых насаждений).

1.8.2.2. Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Для технического водоснабжения используются артезианские воды из сенон-туронских отложений с минерализацией до 3 г/л из гидрогеологических скважин, пробуренной на территории вахтового поселка. Для питьевого водоснабжения используется эта же вода после предварительного опреснения на установке. Либо будет использоваться привозная вода на договорной основе, в том числе и бутилированная.

В данный момент имеются разрешения на специальное водопользование: на добычу подземных вод на участке водозабора для технического и хоз.-питьевого водоснабжения нефтяного месторождения Коныс сроком до 01.06.31г. (Серия № 8-28/1006 АРА/СырДар/) и на забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств для производственно-технического водоснабжения сроком до 12.0.2026г (KZ10VTE00062577, серия АРА(СырДар) №8-160/1006), которые при истечении срока в дальнейшем, при необходимости, будут дополнительно оформляться.

На месторождении Коныс принята схема очистки сточных вод хозяйственно – бытового характера на очистных сооружениях биологической очистки. Предусмотрены биопруды. Воды подвергаются механической и биологической очистке и только после этого отводятся на поля фильтрации. Концентрации загрязняющих веществ в стоках не превышают установленных НДС. Сброс сточных вод в природные водоемы и водотоки – не планируется.

1.8.2.3. Водный баланс объекта

В проекте разработки с учетом прежних проектных документов и со сложившейся системой разработки эксплуатационных объектов, для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было предложено 3 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения, отличающиеся количеством скважин.

- **1-вариант:** предусматривает бурение 131 скважины + зарезка 50 боковых стволов + 2 оценочные скважины;
- **2-вариант (рекомендуемый):** предусматривает бурение 171 скважины + 2 оценочные скважины;
- **3-вариант:** предусматривает бурение 190 скважин + 2 оценочные скважины.

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважин на месторождении приняты согласно проектам-аналогам.

Баланс водопотребления при строительстве скважин представлен в таблице 1.8.2.1.

Таблица 1.8.2.1 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин для 3 варианта

Общее потребление воды на скважину, из них:	1 скв. согласно проекта-аналога	131 скв. + 50 бок. ствол. + 2 оценочн. скв. (1 вариант)	171 скв. + 2 оценочн. скв. (2 рекомендуемый вариант)	190 скв. + 2 оценочн. скв. (3 вариант)
	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3	Количество, м3
вода на технические нужды	399,122	73039,326	69048,106	76631,424
на период бурения	399,122	73039,326	69048,106	76631,424
вода питьевого качества, в том числе:	19,927	3646,641	3447,371	3825,984
на хозяйственно-бытовые нужды	19,927	3646,641	3447,371	3825,984
ИТОГО:	419,049	76685,967	72495,477	80457,408

Основными эмиссиями при бурении скважины являются - буровые сточные воды;

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты. Сливаясь с оборудования, по бетонированным желобкам БСВ стекают в шламовую емкость. Объем буровых сточных вод согласно проекту-аналогу, на 1 скважину составил **271 м³**, соответственно: в **I варианте** объем буровых сточных вод составит **49593 м³**, во **II рекомендуемом варианте** объем буровых сточных вод составит **46883 м³**, по **III варианту** объем буровых сточных вод составит **51490 м³**.

Все образующиеся буровые сточные воды при бурении скважин будут собираться в емкость для дальнейшей очистки для повторного использования, например для различных технологических нужд.

Территория, на которой планируется проводиться бурение, не имеет сетей водопровода. Водоснабжение осуществляется автоцистернами.

Соответственно, нижеприведенный баланс общего потребления воды, при реализации проектных решений является предварительным. Более точный баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин будет рассмотрен и представлен в отдельном техническом проекте на строительство данных скважин.

1.8.2.4. Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды

На расстоянии 1000 м от участка поверхностные водные объекты отсутствуют, сам участок находится за пределами водоохранных зон и полос.

При соблюдении проектных решений в части водопотребления и водоотведения, а также при строгом производственном экологическом контроле в процессе работ негативное воздействие на поверхностные и подземные воды будет исключено.

Учитывая удаленное место расположения от открытых водных объектов загрязнение поверхностных вод исключается. Воздействие на поверхностные воды - отсутствует.

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

- геолого-гидрологические факторы естественной защищенности;
- климатические факторы питания;
- геолого-гидрологические факторы миграции ингредиентов (химический состав и физико-химические свойства природных подземных вод, наличие в воде микробов и ее состав и др.).

К техногенным факторам относятся:

- поступление загрязняющих веществ из атмосферы (выбросы от источников, испарения от накопителей жидких отходов);
- поступление загрязняющих веществ из полей фильтрации сточных вод;
- проникновение в верхний водоносный горизонт сточных бытовых и технических вод;
- утечки жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин;
- межпластовые перетоки, нарушение целостности скважин и цементации затрубного пространства, нарушение герметичности сальников;

- размещение бытовых отходов и хозяйственно-бытовых сточных вод
- истощение подземных вод.

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате 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.

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных материалов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

Для предотвращения загрязнения подземных вод в процессе строительства скважин предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность. Конструкции скважин призваны исключить влияние проектируемых работ на подземные воды. Основным мероприятием по изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга является их перекрытие обсадными колоннами с цементированием заколонного пространства до земной поверхности – до устья. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цемента.

С целью предотвращения проникновения загрязняющих веществ в грунт в результате разлива, с последующей миграцией их в грунтовые воды, площадки скважины и технологического оборудования выполнены из уплотненного грунта, а все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязняющих веществ непосредственно на почвы и инфильтрацию стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

В целом, в рамках настоящего проекта при соблюдении технологического регламента, техники безопасности и природоохранных мероприятий, не ожидается крупномасштабных воздействий на подземные воды. Комплекс водоохраных мер, предусматриваемый при планируемых работах, в значительной мере смягчит возможные негативные последствия.

Оценка возможного воздействия на водные ресурсы выполнена на основании проведенных предварительных расчетов.

Проанализировав полученные результаты и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на водные ресурсы при реализации каждого из вариантов будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости. Природная среда полностью самовосстанавливается.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 баллов, категория значимости воздействия присваивается **низкая** (1-8). Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов.

1.8.2.5. Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Мониторинг подземных вод, проводится с целью определения качества грунтовых вод. Согласно «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» - *Недропользователем осуществляется контроль через сеть инженерных скважин за состоянием грунтовых вод (по периметру месторождения).*

Химический состав воды контролируется по следующим параметрам: макро-микрохимического состава, нефтепродукты, фенолы, СПАВ, тяжелые металлы.

Частота отбора проб подземных вод должна быть не реже чем 1 раз в квартал. Мониторинг должен осуществляться аккредитованной лабораторией.

1.8.3. Оценка воздействия на недра

1.8.3.1. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности

Приведенные данные по выполненному комплексу геофизических исследований в скважинах, пробуренных за проектный период 2016-2024 гг показывают, что выполняемый комплекс ГИС и его качество и полнота соответствуют требованиям «Технической инструкции...» [2]; материалы ГИС позволяют обеспечить решение ряда задач, основными из которых являются изучение геологического разреза, выделение коллекторов, оценка их эффективных толщин и определения фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов, а также характера насыщения.

В проектных скважинах, предлагается проводить ранее используемый комплекс ГИС, включающий: КВ, ПС, радиоактивный каротаж (ГК, СГК, ННК); плотностной (ГГКп); акустический (АК) каротажи; индукционный каротаж (ИК) в многозондовой модификации.

Для контроля искривления ствола скважины и ориентации его в пространстве по мере углубления скважины необходимо выполнять инклинометрию.

Геофизические исследования в открытом стволе являются разовыми и выполняются после окончания бурения и завершения строительства скважины

При обсадке скважин проводятся исследования качества цементирования (АКЦ) и состояния колонн (СГДТ), локатор муфт (ЛМ), замер термометрии (ТМ) и фоновый замер ГК для привязки.

Данные о толщинах продуктивных горизонтов и их неоднородности, коэффициентах пористости, нефтегазонасыщенности по скважинам, горизонтам по данным ГИС представлены в таблицах 1.8.3.1-1.8.3.3.

Ниже приведена характеристика коллекторских свойств и толщин по продуктивным горизонтам в контуре нефтегазоносности.

Горизонт М-0-1. Общая толщина изменяется от 14,0 м до 37,0 м, в среднем 25,9 м. Эффективная толщина в среднем равна 5,5 м, газонасыщенная – 3,8 м, водонасыщенная – 5,6 м. Коэффициент песчанистости в среднем равен 0,214 д.ед., коэффициентом расчлененности - 2,0 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости газонасыщенного коллектора изменяется от 0,175 до 0,440 д.ед., газонасыщенности от 0,400 до 0,770 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,260 д.ед., газонасыщенности – 0,588 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 2 скважин, где пористость изменяется от 0,228 до 0,443 д.ед., в среднем составляет 0,387 д.ед., проницаемость – 1,824 мкм².

Горизонт М-0-2. Общая толщина составляет от 20,0 м до 54,0 м, в среднем 28,5 м. Эффективная толщина – 8,4 м, газонасыщенная – 4,4 м, водонасыщенная – 8,4 м. Коэффициент песчанистости – 0,290 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,0 д.ед.

По ГИС коэффициент пористости газонасыщенного коллектора изменяется от 0,172 до 0,400 д.ед., газонасыщенности от 0,409 до 0,640 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,261 д.ед., газонасыщенности – 0,531 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 1 скважины где пористость в среднем составляет 0,244 д.ед., проницаемость – 0,171 мкм².

Горизонт М-0-3. Общая толщина изменяется от 1,1 м до 21,6 м, в среднем 10,1 м. Эффективная толщина в среднем равна 5,1 м, газонасыщенная – 2,6 м, нефтенасыщенная – 3,0 м. Коэффициент песчанистости в среднем составил - 0,260 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,28 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора изменяется в пределах 0,19-0,36 д.ед., в среднем составляя 0,27 д.ед., коэффициенты: нефтегазонасыщенности в среднем равен 0,59 д.ед.

По данным исследований керна из 2 скважин коэффициент пористости в среднем равен 0,361 д.ед., проницаемость – 2,089 мкм².

Горизонт М-0-4. Общая толщина изменяется от 2,5 м до 56,0 м, в среднем 32,8 м. Эффективная толщина – 13,1 м, газонасыщенная – 2,9 м. Коэффициент песчанистости – 0,404 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0 д.ед.

По данным ГИС коэффициенты: пористости от 0,170 до 0,260 д.ед., газонасыщенности от 0,502 до 0,600 д.ед. Средние значения коэффициента пористости и газонасыщенности составляют, соответственно, 0,226 д.ед. и 0,551 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранной в одной скважине, где пористость изменяется от 0,205 до 0,242 д.ед., в среднем - 0,228 д.ед., проницаемость – 0,037 мкм².

Горизонт М-0-5. Общая толщина составляет от 5,0 м до 32,0 м, в среднем 14,5 м. Эффективная толщина – 8,7 м, в т.ч., газонасыщенная – 4,8 м. Коэффициент песчанистости – 0,602 д.ед., коэффициент расчлененности – в среднем 2,0 д.ед.

По данным ГИС коэффициенты: пористости от 0,210 до 0,260 д.ед., газонасыщенности от 0,482 до 0,582 д.ед. Средние значения коэффициента пористости и нефтенасыщенности составляют, соответственно, 0,235 д.ед. и 0,532 д.ед.

Горизонт М-II. Общая толщина составляет от 0,5 м до 36,0 м, в среднем 11,1 м. Эффективная толщина – 9,3 м, газонасыщенная – 3,3 м, нефтенасыщенная – 9,5 м. Коэффициент песчанистости в среднем по залежи равен 0,640 д.ед., коэффициент расчлененности – 2,71 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора изменяется от 0,09 до 0,33 д.ед. и в среднем составляет 0,15 д.ед., коэффициент нефтегазонасыщенности – изменяется от 0,40 до 0,87 д.ед., в среднем – 0,63 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 16-ти скважин, где пористость изменяется от 0,102 до 0,381 д.ед., в среднем - 0,176 д.ед., проницаемость – 0,321 мкм².

Горизонт Ю-0-1. Общая толщина изменяется от 0,6 м до 62,4 м, в среднем 14,1 м, Эффективная толщина в среднем равна 3,8 м, нефтенасыщенная – 3,3 м. Коэффициент песчаности составил 0,141 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,30 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости изменяется в пределах от 0,14 до 0,29 д.ед., нефтенасыщенности – от 0,40 до 0,78 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,20 д.ед., нефтенасыщенности – 0,51 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 6 скважин, пористость изменяется от 0,144 до 0,304 д.ед., в среднем - 0,218 д.ед., проницаемость – 0,165 мкм².

Горизонт Ю-0-2-1. Общая толщина изменяется от 0,4 м до 22,1 м, в среднем 6,4 м. Эффективная толщина – 2,4 м, нефтенасыщенная – 2,3 м. Коэффициент песчаности – 0,221 д.ед., коэффициентом расчлененности – 2,47 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости изменяется от 0,12 до 0,28 д.ед., нефтенасыщенности от 0,41 до 0,74 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,19 д.ед., нефтенасыщенности – 0,53 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 4-х скважин, где пористость изменяется от 0,147 до 0,233 д.ед., в среднем составляет 0,207 д.ед., проницаемость – 0,0053 мкм².

Горизонт Ю-0-2-2. Общая толщина изменяется от 0,6 м до 21,4 м, в среднем 5,9 м. Эффективная толщина в среднем равна 2,7 м, в т.ч., нефтенасыщенная – 2,7 м. Коэффициент песчаности – 0,270 д.ед., коэффициент расчлененности – в среднем 2,27 д.ед..

По данным ГИС коэффициент пористости изменяется в пределах 0,15-0,27 д.ед., нефтенасыщенности – 0,40-0,78.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,20 д.ед., нефтенасыщенности – 0,56 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 2-х скважин, где пористость изменяется от 0,143 до 0,325 д.ед., в среднем составляет 0,216 д.ед., проницаемость – 0,712 мкм².

Горизонт Ю-0-4. Общая толщина составляет от 29,2 м до 78,5 м, в среднем 47,2 м, газонасыщенная – 2,1 м. Коэффициент песчаности – 0,304 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем 4,0 д.ед.

По данным ГИС коэффициенты: пористости от 0,160 до 0,280 д.ед., газонасыщенности от 0,620 до 0,720 д.ед. Средние значения коэффициента пористости и газонасыщенности составляют, соответственно, 0,203 д.ед. и 0,670 д.ед.

Юго-западный участок

Горизонт М-0-1. Общая толщина изменяется от 30,0 м до 30,5 м, в среднем 30,3 м, эффективная толщина равна в среднем 6,5 м, газонасыщенная толщина 4,0 м. Коэффициент песчаности – 0,212 д.ед., коэффициент расчлененности – 4,0 д.ед.

По данным ГИС коэффициенты: пористости от 0,16 до 0,273 д.ед., газонасыщенности от 0,44 до 0,638 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,225 д.ед., газонасыщенности – 0,525 д.ед.

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов определены только по комплексу ГИС, т.к. керн не отбирался.

Горизонт Ю-0-1. Общая толщина изменяется в пределах 0,5-35,0 м, в среднем 13,0 м, эффективная газонасыщенная толщина составляет 4,0 м. Коэффициент песчаности – 0,140 д.ед., коэффициент расчлененности в среднем 3,0 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости газонасыщенного коллектора изменяется от 0,160 до 0,273 д.ед., газонасыщенности от 0,440 до 0,638 д.ед. Среднее значение коэффициента пористости составляет 0,225 д.ед., газонасыщенности – 0,525 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 1 скважины, где пористость в среднем составляет 0,255 д.ед., проницаемость – 0,362 мкм².

Горизонт Ю-0-2. Общая толщина изменяется от 23,0 м до 49,0 м, в среднем 29,9 м. Эффективная толщина – 3,8 м, нефтенасыщенная – 3,3 м, газонасыщенная – 3,5 м. Коэффициент песчаности – 0,126 д.ед., коэффициент расчлененности – 3,0 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора изменяется от 0,17 до 0,25 д.ед., в среднем составляет 0,20 д.ед., коэффициент нефтегазонасыщенности в среднем равен 0,53 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранным из 1 скважины, где пористость в среднем составляет 0,144 д.ед., проницаемость – 0,056 мкм².

Горизонт Ю-0-3. Общая толщина изменяется от 3,8 м до 68,1 м и в среднем равна 40,1 м. Эффективная толщина – 9,0 м, газонасыщенная – 5,3 м, нефтенасыщенная – 4,6 м. Коэффициент песчаности в среднем равен 0,170 д.ед., коэффициент расчлененности – 7,88 д.ед.

По данным ГИС коэффициент пористости коллектора изменяется от 0,17 до 0,24 д.ед., в среднем составляет 0,20 д.ед., коэффициенты нефтегазонасыщенности – 0,54 д.ед.

ФЕС коллекторов изучены по керну, отобранных из 5 скважин, где пористость изменяется от 0,140 до 0,297 д.ед., в среднем - 0,213 д.ед., проницаемость – 0,153 мкм².

Таблица 1.8.3.1 – Месторождение Коныс. Характеристика толщин горизонтов

Горизонт	Толщина	Наименование	Зона насыщения					В целом
			Г(ГВ)	ГН	ГНВ	Н	НВ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
М-0-1	Общая	Средняя, м	25,9	-	-	-	-	25,9

		Коэф. вариации, д.ед	0,127	-	-	-	-	0,127
		Инт. изменения, м	14,0-37,0	-	-	-	-	14,0-37,0
		Средняя, м	5,5	-	-	-	-	5,5
	Эффек- тивная	Коэф. вариации, д.ед	0,539	-	-	-	-	0,539
		Инт. изменения, м	1,0-17,0	-	-	-	-	1,0-17,0
		Средняя, м	3,8	-	-	-	-	3,8
	Газо- насыщен- ная	Коэф. вариации, д.ед	0,473	-	-	-	-	0,473
		Инт. изменения, м	1,0-8,2	-	-	-	-	1,0-8,2
		Средняя, м	5,6	-	-	-	-	5,6
М-0-2	Водо- насыщен- ная	Коэф. вариации, д.ед	0,522	-	-	-	-	0,522
		Инт. изменения, м	1,2-1,7	-	-	-	-	1,2-1,7
		Средняя, м	28,5	-	-	-	-	28,5
	Общая	Коэф. вариации, д.ед	0,170	-	-	-	-	0,170
		Инт. изменения, м	20-54	-	-	-	-	20-54
		Средняя, м	8,4	-	-	-	-	8,4
	Эффек- тивная	Коэф. вариации, д.ед	0,745	-	-	-	-	0,745
		Инт. изменения, м	0,4 - 38	-	-	-	-	0,4 - 38
		Средняя, м	28,5	-	-	-	-	28,5

Продолжение таблицы 1.8.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
М-0-2	Газо- насыщен- ная	Средняя, м	4,4	-	-	-	-	4,4
		Коэф. вариации, д.ед	0,634	-	-	-	-	0,634
		Инт. изменения, м	1-9,5	-	-	-	-	1-9,5
	Нефте- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Водо- насыщен- ная	Средняя, м	8,4	-	-	-	-	8,4
		Коэф. вариации, д.ед	0,733	-	-	-	-	0,733
		Инт. изменения, м	0,4 - 38	-	-	-	-	0,4 - 38
М-0-3	Общая	Средняя, м	10,7	10,2	15,4	5,7	15,3	10,1
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,141	-	0,352	0,072	0,289
		Инт. изменения, м	-	4,4-14,4	-	1,1-11,2	10,3-21,6	1,1-21,6
	Эффек- тивная	Средняя, м	7,4	4,0	11,2	2,9	8,0	5,1
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,048	-	0,528	0,402	0,595
		Инт. изменения, м	-	3,0-5,8	-	1,1-8,7	3,3-15,9	1,1-15,9
	Газо- насыщен- ная	Средняя, м	7,4	1,3	5,7	-	-	2,6
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,805	-	-	-	0,878
		Инт. изменения, м	-	0,5-2,7	-	-	-	0,5-7,4
	Нефте- насыщен- ная	Средняя, м	-	2,7	3,1	2,9	3,5	3,0
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,134	-	0,528	0,461	0,415
		Инт. изменения, м	-	1,3-4,7	-	1,1-8,7	1,0-6,9	1,0-8,7
	Водо- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	2,4	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
М-0-4	Общая	Средняя, м	32,8	-	-	-	-	32,8
		Коэф. вариации, д.ед	0,219	-	-	-	-	0,219
		Инт. изменения, м	2,5-56	-	-	-	-	2,5-56
	Эффек- тивная	Средняя, м	13,1	-	-	-	-	13,1
		Коэф. вариации, д.ед	0,594	-	-	-	-	0,594
		Инт. изменения, м	0,9-38,9	-	-	-	-	0,9 - 38,9
	Газо- насыщен- ная	Средняя, м	2,9	-	-	-	-	2,9
		Коэф. вариации, д.ед	0,069	-	-	-	-	0,069
		Инт. изменения, м	2,7 -3,1	-	-	-	-	2,7 -3,1
	Нефте- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-

М-0-5	Водо-насыщенная	Средняя, м	13,2	-	-	-	-	13,2
		Коэф. вариации, д.ед	0,589	-	-	-	-	0,589
		Инт. изменения, м	0,9-38,9	-	-	-	-	0,9-38,9
	Общая	Средняя, м	14,5	-	-	-	-	14,5
		Коэф. вариации, д.ед	0,287	-	-	-	-	0,287
		Инт. изменения, м	5,0-32	-	-	-	-	5,0-32
	Эффективная	Средняя, м	8,7	-	-	-	-	8,7
		Коэф. вариации, д.ед	0,567	-	-	-	-	0,567
		Инт. изменения, м	0,9-30,1	-	-	-	-	0,9 - 30,1
	Газо-насыщенная	Средняя, м	4,8	-	-	-	-	4,8
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1.8.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
М-0-5	Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Водо-насыщенная	Средняя, м	8,7	-	-	-	-	8,7
		Коэф. вариации, д.ед	0,570	-	-	-	-	0,570
		Инт. изменения, м	0,9-30,1	-	-	-	-	0,9 - 30,1
М-II	Общая	Средняя, м	4,4	12,0	-	11,7	9,3	11,1
		Коэф. вариации, д.ед	0,431	0,081	-	0,176	0,071	0,208
		Инт. изменения, м	0,5-11,8	3,5-16,6	-	0,3-36,0	6,1-15,5	0,5-36,0
	Эффективная	Средняя, м	3,8	9,6	-	9,9	6,76	9,3
		Коэф. вариации, д.ед	0,410	0,130	-	0,205	0,195	0,242
		Инт. изменения, м	0,5-11,8	1,2-16,6	-	0,3-24,3	4,3-15,5	0,3-24,3
	Газо-насыщенная	Средняя, м	3,8	2,8	-	-	-	3,3
		Коэф. вариации, д.ед	0,410	0,500	-	-	-	0,468
		Инт. изменения, м	0,5-11,8	0,5-7,2	-	-	-	0,5-11,8
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	6,7	-	9,9	3,5	9,5
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,285	-	0,205	0,168	0,230
		Инт. изменения, м	-	0,6-14,4	-	0,3-24,3	1,4-6,9	0,3-24,3
Ю-0-1	Общая	Средняя, м	-	-	-	12,0	25,5	14,1
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,721	0,162	0,644
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,6-62,4	7,7-49,3	0,6-62,4
	Эффективная	Средняя, м	-	-	-	3,3	6,0	3,8
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,449	0,228	0,459
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,6-13,1	1,5-12,8	0,6-13,1
	Газо-насыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	-	-	3,3	3,0	3,3
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,449	0,320	0,434
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,6-13,1	0,6-7,3	0,6-13,1
Ю-0-2-1	Общая	Средняя, м	-	-	-	5,9	16,5	6,4
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,665	0,118	0,702
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,4-17,3	10,8-22,1	0,4-22,1
	Эффективная	Средняя, м	-	-	-	2,4	-	2,4
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,552	-	0,552
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,4-7,0	-	0,4-7,0
	Газо-насыщенная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Нефте-насыщенная	Средняя, м	-	-	-	2,3	-	2,3
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,552	-	0,539
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,4-7,0	-	0,4-7,0
	Водо-	Средняя, м	-	-	-	-	-	-

	насыщен- ная	Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 1.8.3.1

Продолжение таблицы 10-01								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ю-0-2-2	Общая	Средняя, м	-	-	-	5,9	-	5,9
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	1,005	-	1,005
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,6-21,4	-	0,6-21,4
	Эффек- тивная	Средняя, м	-	-	-	2,7	-	2,7
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,375	-	0,375
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,6-6,3	-	0,6-6,3
	Газо- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Нефте- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	2,7	-	2,7
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	0,375	-	0,375
		Инт. изменения, м	-	-	-	0,6-6,3	-	0,6-6,3
Ю-0-4	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	47,2
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,311
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	29,2-78,5
	Эффек- тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	15,1
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,727
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	5,6-40
	Газо- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	2,1
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Водо- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
Юго-западный участок								
М-0-1	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	30,3
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,008
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	30,0-30,5
	Эффек- тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	6,5
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,597
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	2,6-10,3
	Газо- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	4,0
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Нефте- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Водо- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	4,0
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,342
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	2,6-5,3
Ю-0-1	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	13,0
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,691
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	0,5-35,0
	Эффек- тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	4,0
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,597
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	0,5-12,0
	Газо- насыщен- ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	4,0
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,597
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	0,5-12

Продолжение таблицы 1.8.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9

Ю-0-1	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Водо-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	-
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
Ю-0-2	Общая	Средняя, м	-	-	-	-	-	29,9
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,195
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	23,0-49,0
	Эффек-тивная	Средняя, м	-	-	-	-	-	3,8
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,764
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	0,4-11,2
	Газо-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	3,5
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	-
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	-
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	3,3
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,694
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	0,4-7,2
	Водо-насыщен-ная	Средняя, м	-	-	-	-	-	4,9
		Коэф. вариации, д.ед	-	-	-	-	-	0,923
		Инт. изменения, м	-	-	-	-	-	1,3-11,2
Ю-0-3	Общая	Средняя, м	3,8	46,1	-	19,4	37,2	40,1
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,068	-	-	0,037	0,152
		Инт. изменения, м	-	28,5-68,1	-	-	27,4-44,4	3,8-68,1
	Эффек-тивная	Средняя, м	2,1	10,5	-	3,5	7,6	9,0
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,128	-	-	0,127	0,222
		Инт. изменения, м	-	5,9-18,3	-	-	3,8-9,9	2,1-18,3
	Газо-насыщен-ная	Средняя, м	2,1	5,6	-	-	-	5,3
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,256	-	-	-	0,295
		Инт. изменения, м	-	1,8-13,4	-	-	-	1,8-13,4
	Нефте-насыщен-ная	Средняя, м	-	4,9	-	3,5	3,8	4,6
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,286	-	-	0,214	0,283
		Инт. изменения, м	-	0,7-10,2	-	-	2,2-6,2	0,7-10,2
	Водо-насыщен-ная	Средняя, м	3,8	46,1	-	19,4	37,2	40,1
		Коэф. вариации, д.ед	-	0,068	-	-	0,037	0,152
		Инт. изменения, м	-	28,5-68,1	-	-	27,4-44,4	3,8-68,1

Таблица 1.8.3.2 – Месторождение Коньес. Статистические показатели характеристик неоднородности

Горизонт	Количество скважин, использованных для определения	Коэффициент песчаности, д.ед.		Коэффициент расчлененности, д.ед.	
		Среднее значение	Коэф. вариации	Среднее значение	Коэф. вариации
1	2	3	4	5	6
М-0-1	124	0,214	0,550	2,0	0,587
М-0-2	244	0,290	0,721	2,0	0,594
М-0-3	25	0,260	0,585	2,28	0,100
М-0-4	302	0,404	0,566	3,0	0,587
М-0-5	342	0,602	0,453	2,0	0,586
М-II	463	0,640	0,124	2,71	0,858
Ю-0-1	166	0,141	0,358	3,30	0,426
Ю-0-2-1	49	0,221	0,481	2,47	0,162
Ю-0-2-2	26	0,270	0,323	2,27	0,247
Ю-0-4	9	0,304	0,311	4,0	0,589
Юго-западный участок					
М-0-1	2	0,212	0,592	4,0	0,714
Ю-0-1	10	0,140	0,659	3,0	0,333
Ю-0-2	15	0,126	0,678	3,0	0,541
Ю-0-3	16	0,170	0,176	7,88	0,252

Таблица 1.8.3.3 – Характеристика коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности залежей

Метод	Наименование	Проницаемость,	Коэффициент	Коэффициент

определения		мкм ²	пористости, доли ед.	нефтегазонасы- щенности, доли ед.
1	2	3	4	5
М-0-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	
	Количество определений	39	39	
	Среднее значение	1,824	0,387	
	Интервал изменения	0,0977	0,0168	
	Коэффициент вариации	0,011-2,450	0,228-0,443	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		20	20
	Количество определений		39	28
	Среднее значение		0,260	0,588
	Интервал изменения		0,044	0,031
	Коэффициент вариации		0,175-0,440	0,400-0,770
М-0-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	
	Количество определений	28	28	
	Среднее значение	0,171	0,244	
	Интервал изменения	2,1524	0,0128	
	Коэффициент вариации	0,001-0,88	0,192-0,294	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		12	11
	Количество определений		25	18
	Среднее значение		0,261	0,531
	Интервал изменения		0,051	0,033
	Коэффициент вариации		0,172-0,400	0,409-0,640
М-0-3				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	
	Количество определений	51	51	
	Среднее значение	2,089	0,361	
	Интервал изменения	0,5487	0,0319	
	Коэффициент вариации	0,338-10,653	0,245-0,45	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		25	25
	Количество определений		51	43
	Среднее значение		0,27	0,59
	Интервал изменения		0,19-0,36	0,42-0,78
	Коэффициент вариации		0,028	0,032
М-0-4				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	
	Количество определений	6	6	
	Среднее значение	0,037	0,228	
	Интервал изменения	-	-	
	Коэффициент вариации	0,017 - 0,065	0,205-0,242	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		2	2
	Количество определений		5	2
	Среднее значение		0,226	0,551
	Интервал изменения		0,060	0,063
	Коэффициент вариации		0,170-0,260	0,502-0,600
М-0-5				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		1	1
	Количество определений		2	2
	Среднее значение		0,235	0,532
	Интервал изменения		0,075	0,067
	Коэффициент вариации		0,210-0,260	0,482-0,582

Продолжение таблицы 1.8.3.3

1	2	3	4	5
М-II				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	16	16	
	Количество определений	143	143	
	Среднее значение	0,321	0,176	

	Интервал изменения	0,1849	3,1176	
	Коэффициент вариации	0,001-2,37	0,102-0,381	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		436	438
	Количество определений		989	927
	Среднее значение		0,15	0,63
	Интервал изменения		0,09-0,33	0,40-0,87
	Коэффициент вариации		0,056	0,016
Ю-0-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	6	6	
	Количество определений	113	113	
	Среднее значение	0,165	0,218	
	Интервал изменения	2,0309	0,0254	
	Коэффициент вариации	0,001-0,939	0,144-0,304	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		169	147
	Количество определений		498	285
	Среднее значение		0,20	0,51
	Интервал изменения		0,14-0,29	0,40-0,78
	Коэффициент вариации		0,021	0,028
Ю-0-2-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	4	4	
	Количество определений	23	23	
	Среднее значение	0,0053	0,207	
	Интервал изменения	0,6075	0,0075	
	Коэффициент вариации	0,001-0,015	0,147-0,233	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		36	25
	Количество определений		74	35
	Среднее значение		0,19	0,53
	Интервал изменения		0,12-0,28	0,41-0,74
	Коэффициент вариации		0,034	0,032
Ю-0-2-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	2	2	
	Количество определений	70	70	
	Среднее значение	0,712	0,216	
	Интервал изменения	2,6896	0,0345	
	Коэффициент вариации	0,001-4,919	0,143-0,325	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		26	16
	Количество определений		56	20
	Среднее значение		0,2	0,56
	Интервал изменения		0,15-0,27	0,40-0,78
	Коэффициент вариации		0,021	0,782
Ю-0-4				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		1	1
	Количество определений		8	2
	Среднее значение		0,203	0,670
	Интервал изменения		0,058	0,053
	Коэффициент вариации		0,160 – 0,280	0,620 - 0,720

Продолжение таблицы 1.8.3.3

1	2	3	4	5
Юго-Западный участок				
М-0-1				
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		1	1
	Количество определений		6	2
	Среднее значение		0,271	0,585
	Интервал изменения		0,036	0,054
	Коэффициент вариации		0,240-0,315	0,540-0,630
Ю-0-1				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	
	Количество определений	2	2	
	Среднее значение	0,362	0,255	

	Интервал изменения	-	-	
	Коэффициент вариации	0,080 – 0,644	0,230-0,280	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		10	10
	Количество определений		25	14
	Среднее значение		0,225	0,525
	Интервал изменения		0,027	0,028
	Коэффициент вариации		0,160 – 0,273	0,440 – 0,638
Ю-0-2				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	1	1	
	Количество определений	4	4	
	Среднее значение	0,056	0,144	
	Интервал изменения	-	-	
	Коэффициент вариации	0,037-0,068	0,142- 0,147	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		13	10
	Количество определений		42	22
	Среднее значение		0,20	0,53
	Интервал изменения		0,17-0,25	0,47-0,63
	Коэффициент вариации		0,029	0,026
Ю-0-3				
Лабораторные исследования керна	Количество скважин	5	5	
	Количество определений	89	89	
	Среднее значение	0,153	0,213	
	Интервал изменения	3,8013	0,0140	
	Коэффициент вариации	0,001-1,737	0,140-0,297	
Геофизические исследования скважин	Количество скважин		16	12
	Количество определений		127	46
	Среднее значение		0,20	0,54
	Интервал изменения		0,010	0,861
	Коэффициент вариации		0,17-0,24	0,46-0,68

1.8.3.2. Запасы нефти и растворенного газа

В 1994 г. Государственной холдинговой компанией «Сеним» выполнен «Отчет по подсчету запасов нефти и газа месторождений Коныс, Южный Коныс, Северо-Западный Коныс и Бектас Кызылординской области РК по состоянию на 01.12.1994 г.», утвержденный ГКЗ РК (протокол № 32 от 03.10.1995 г.). Запасы углеводородов месторождения, подсчитанные по продуктивным горизонтам М-0-1, М-0-2, М-П, Ю-0-1, Ю-0-2, были приняты на Государственный баланс РК (за исключением продуктивного горизонта Ю-0-1). Утвержденные геологические запасы нефти по месторождению Коныс по категории С₁ составили 25,9 млн.т, извлекаемые – 10,5 млн.т., по категории С₂ геологические - 4,0 млн.т, извлекаемые – 1,2 млн.т.

В 2007 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» выполнен «Отчет по переводу запасов нефти горизонта М-П месторождения Коныс (южный свод) категории С₂ в категорию С₁ по состоянию изученности на 01.07.2006 г.». Все запасы углеводородов категории С₂ горизонта М-П переведены в категорию С₁ (протокол ГКЗ РК № 591-07-У от 11.05.2007 г.).

В 2008 г. ТОО «Мунайгазгеолсервис» был составлен «Отчет по подсчету запасов нефти и газа по горизонтам Ю-0-1, Ю-0-2 на месторождении Коныс по состоянию изученности на 01.01.2007 г.» (протокол ГКЗ РК № 715-08-У от 17.07.2008 г.).

В 2009 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» был составлен «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс по состоянию изученности на 01.01.2009 г.». Утвержденные запасы (протокол ГКЗ РК № 927–10-У от 27 мая 2010 г.) составили: *нефти* по категории В+С₁ – 42,0 млн.т. геологических и 17,1 млн.т. извлекаемых, по категории С₂ – 10,1 млн.т. геологических и 4,1 млн.т. извлекаемых; *газа газовых шапок* по категории С₁ – 2311,7 млн.м³ геологические, по категории С₂ – 776,4 млн.м³ геологические; *конденсата в газе газовых шапок* по категории С₁ – 87,9 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 61,5 тыс.т.; по категории С₂ – 29,6 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 20,7 тыс.т.; *свободного газа* по категории С₁ – 1189,8 млн.м³ геологические; по категории С₂ – 211,9 млн.м³ геологические; *конденсата в свободном газе* по категории С₁ – 13,1 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 9,2 тыс.т., по категории С₂ – 2,5 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 1,5 тыс.т.

В 2011 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» составлен отчет «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс по состоянию изученности на 01.09.2011 г.». Запасы углеводородов по меловым и юрским отложениям были утверждены ГКЗ РК в объеме: *нефти* по категории В+С₁ – 48,4 млн.т. геологических и 18,3 млн.т. извлекаемых, по категории С₂ – 7,7 млн.т. геологических и 1,9 млн.т. извлекаемых; *газа газовых шапок* по категории С₁ – 2669 млн.м³ геологические, по категории С₂ – 318 млн.м³ геологические; *конденсата в газе газовых шапок* по категории С₁ – 93 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 65 тыс.т.; по категории С₂ – 8 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 6 тыс.т.; *свободного газа* по категории С₁ – 1070 млн.м³ геологические; по категории С₂ – 412 млн.м³ геологические; *конденсата в свободном газе* по категории С₁ – 11 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 8 тыс.т., по категории С₂ – 3 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 3 тыс.т.

В 2014 г. ТОО «Каспиан Энерджи Ресерч» выполнен «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по месторождению Коныс Кызылординской области РК по состоянию изученности на 01.09.2014г.» [7]. Запасы УВ утверждены ГКЗ РК (Протокол №1518-15-У от 27.01.2015г.) по меловым и юрским отложениям в объемах: *нефти* по категории А+В+С₁ – 57785 тыс.т. геологических и 19005 тыс.т. извлекаемых, по категории С₂ – 4358 тыс.т. геологических и 866 тыс.т. извлекаемых; *растворенный газ* по категории А+В+С₁ – 5138 млн.м³ геологических и 1684 млн.м³ извлекаемых, по категории С₂ – 395 млн.м³ геологических и 78 млн.м³ извлекаемых; *газ газовых шапок* по категории С₁ – 2447 млн.м³ геологические, по категории С₂ – 152 млн.м³ геологические; *конденсат в газе газовых шапок* по категории С₁ – 85 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 60 тыс.т.; по категории С₂ – 2 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 2 тыс. т.;

свободный газ по категории C_1 – 966 млн. м³ геологические; по категории C_2 – 317 млн.м³ геологические; *конденсат в свободном газе* по категории C_1 – 10 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 7 тыс.т., по категории C_2 – 3 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 3 тыс.т.

В 2016 г. составлен отчет «Уточнение остаточных запасов нефти и растворенного в нефти газа по месторождению Коныс Кызылординской области по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» (Таженова Н.У., Шалабаева С.М., ТОО «Ast Nedra») [2], и запасы УВ утверждены ГКЗ РК (Протокол №1653-16-У от 25 марта 2016г.). В работе были уточнены извлекаемые и подсчитаны остаточные запасы на месторождении. Извлекаемые запасы нефти по категории $A+B+C_1$ составили 19744 тыс.т, по категории C_2 – 678 тыс.т; растворенного газа по категории $A+B+C_1$ – 1757 млн.м³, по категории C_2 – 60 млн.м³. По состоянию на 02.01.2016 г. всего по месторождению остаточные запасы составляли по нефти 12898,1 тыс.т., по растворенному газу – 1061,1 млн.м³.

В 2018 г. выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата по продуктивному горизонту М-0-3 месторождения Коныс Кызылординской области РК по состоянию на 01.07.2018 г.» (Айсаров И.Е., Берсенгалиева А.К., ТОО «Ast Nedra») [4], и запасы утверждены ГКЗ (Протокол № 1976-18-У от 25.10.2018 г.). Согласно проведенному пересчету запасов углеводородов продуктивного горизонта М-0-3 подсчитанные запасы составили: *нефти* по категории C_1 – 1426 тыс.т геологические, 478 тыс.т извлекаемые; *газа газовой шапки* C_1 – 107 млн.м³ геологические, 96 млн.м³ извлекаемые; *конденсата газовой шапки* C_1 – 4 тыс.т геологические; 3 тыс.т извлекаемые. В результате пересчета по горизонту М-0-3 извлекаемые запасы нефти по категории C_1 увеличились на 341 тыс.т (+248,9 %), Извлекаемые запасы растворенного газа категории C_1 увеличились на 16 млн.м³ (+133,3 %).

Числящиеся на Государственном балансе запасы углеводородов по месторождению Коныс по состоянию на 01.01.2024 г. составляют:

В целом по месторождению

нефть:

- $A+B+C_1$ – геологические 58766 тыс.т, извлекаемые 20085 тыс.т;
- C_2 – геологические 4276 тыс.т, извлекаемые 669 тыс.т;

растворенный газ:

- $A+B+C_1$ – геологические 5184 млн.м³, извлекаемые 1773 млн.м³;
- C_2 – геологические 388 млн.м³, извлекаемые 60 млн.м³;

газ газовых шапок:

- C_1 – геологические 2554 млн.м³;

- C_2 – геологические 132 млн.м³;

конденсат в газе газовых шапок:

- по категории C_1 – 89 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 60 тыс.т.;
- по категории C_2 – 1 тыс.т. геологические, в том числе извлекаемые – 1 тыс.т.;

свободный газ:

- по категории C_1 – 966 млн. м³ геологические;
- по категории C_2 – 317 млн. м³ геологические;

конденсат в свободном газе:

- по категории C_1 – 10 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 7 тыс.т;
- по категории C_2 – 3 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 3 тыс.т;

в том числе в пределах контрактной территории ТОО СП «КуатАмлонмунай»:

нефть:

- $A+B+C_1$ – геологические 58621 тыс.т, извлекаемые 20039 тыс.т;
- C_2 – геологические 2150 тыс.т, извлекаемые 357 тыс.т;

растворенный газ:

- $A+B+C_1$ – геологические 5171 млн.м³, извлекаемые 1770 млн.м³,
- C_2 – геологические 196 млн.м³, извлекаемые 32 млн.м³.

газ газовых шапок:

- C_1 – геологические 2550 млн.м³,
- C_2 – геологические 89 млн.м³;

конденсат в газе газовых шапок:

- по категории C_1 – 89 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 63 тыс.т;
- по категории C_2 – 1 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 1 тыс.т;

свободный газ:

- по категории C_1 – 966 млн.м³ геологические;
- по категории C_2 – 317 млн.м³ геологические;

конденсат в свободном газе:

- по категории C_1 – 10 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 7 тыс.т,
- по категории C_2 – 3 тыс.т геологические, в том числе извлекаемые – 3 тыс.т.

Соотношение начальных геологических запасов нефти месторождения, оцененных по категории C_1 , к начальным геологическим запасам, оцененным по категории C_2 , составляет 93 % к 7 %, а в пределах контрактной территории ТОО СП «КуатАмлонмунай» – 96,5 % к 3,5 %.

1.8.3.3. Оценка воздействия на недра, геологическую среду

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

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровеньpieзопроводность, 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;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

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

- максимально возможное снижение потерь запасов нефти и газа при разведке и эксплуатации месторождения (выбросы и открытое фонтанирование, внутрипластовые перетоки);
- выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;
- предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;
- исключение обводнения месторождения;

- предотвращение загрязнения подземных вод;
- при бурении скважин в условиях поглощения запрещается попадание растворов и материалов в пласты, содержащие хозяйственно-питьевые воды. При этом используются быстросхватывающиеся смеси, различные устройства и технологические процессы, такие, как бурение с использованием азрированных растворов, пен и так далее;
- сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;
- извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;
- предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружениях.

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

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений. Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на недра.

Влияние проектируемых работ на геологическую среду можно оценить 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 – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается *среднее* (9-27). 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.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения существенных воздействий на геологическую среду от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.4. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

1.8.4.1. *Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта*

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 серобурыми 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 размывтых 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%.

1.8.4.2. Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе разработки месторождения будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;
- отходы производства и потребления.

Принимая во внимание источники, оказывающее негативное влияние на почвенный покров, воздействие на почвенный покров будет связано с:

- изъятием земель, для размещения технологического оборудования для строительства скважин, в том числе опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;

- механическими нарушениями почвенно-растительного покрова ввиду нарушения целостности почвенного профиля, вследствие передвижения автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, что приводит 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;

- загрязнением почв, которое может происходить: непосредственно при разливе пластовых вод, углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, химических реагентов, растворов, применяемые при бурении скважины, а также в случае нарушения условий и сроков временного хранения отходов производства и потребления.

Соблюдение всех проектируемых решений позволит обеспечить устойчивость природной среды к техническому воздействию с минимальным ущербом для окружающей среды.

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие проектируемых работ на почвенный покров.

В целом, при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на почвенный покров будет следующим:

- 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 – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабое (2) – механическими воздействиями вызвано уплотнение иллювиального горизонта, активизированы эрозионные процессы без образования новых форм, сохраняется способность почв к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости воздействия на подземные воды относится к **воздействию низкой значимости** (1-8) – последствия испытываются, но величина воздействия достаточно низка и находится в пределах допустимых стандартов.

1.8.4.3. Организация экологического мониторинга почв

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 почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).

Пункты мониторинга почв должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (свинец, медь, ртуть, цинк, кобальт, никель). Периодичность наблюдений за загрязнением почв – 2 раза в год. Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

Контроль загрязнения почв на месторождении проводится с учетом определения в пробах: концентрации тяжелых металлов, концентрации углеводородов, удельной радиоактивности естественных радионуклидов.

Наблюдения за загрязнением почв общими нефтепродуктами и тяжелыми металлами (отбор проб) проводится, учитывая возможные сезонные колебания.

1.8.5. Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1. Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Процесс планируемых работ и размещение технологического оборудования, окажет определенное воздействие на состояние растительности. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

При строительстве площадки скважины растительности будет нанесен урон – будет уничтожено или засыпано некоторое количество растений.

Загрязнение растительных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородов вблизи скважины и при их транспортировке. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения являются скважины (при бурении, испытании скважин), места складирования отходов и др.

1.8.5.2. Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Во время строительства площадки скважины растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Химическое загрязнение растительности в процессе осуществления проектируемых работ будет при испарениях нефтепродуктов из емкостей, аварийных разливах и утечках нефтепродуктов.

Воздействие вредных выбросов на растительность происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия через почву.

Попадание нефтепродуктов на почву, прежде всего, сказывается на гумусовом горизонте: количество углеродов в нем резко увеличивается, ухудшая свойства почв как питательного субстрата для растений.

Обволакивая корни растений, нефтепродукты резко снижают поступление влаги, что приводит к физиологическим изменениям и возможной гибели растений.

Главными причинами угнетения растений и их гибели в результате загрязнения служат нарушения в поступлении воды, питательных веществ и кислородное голодание. Вследствие подавления процессов нитрификации и аммонофикации в почве нарушается азотный режим, что в свою очередь вызывает азотное голодание. Интенсивное развитие нефтеокисляющих микроорганизмов сопряжено с активным потреблением ими элементов минерального питания, из-за чего может наблюдаться ухудшение пищевого режима растений.

Вредное влияние токсичных газов приводит к отмиранию отдельных частей растений, ухудшению роста и урожайности. Накопление вредных веществ в почве способствует уменьшению почвенного плодородия, нарушению минерального питания, отравлению корневых систем и нарушению роста и гибели растения.

Учитывая компенсационные возможности местной флоры при соблюдении предусмотренных мероприятий можно сделать вывод, что выбросы загрязняющих веществ не окажут значительного химического влияния на состояние растительности.

При механических нарушениях короткоживущие виды растений на данной территории, восстанавливаются медленно, образуя переходные группировки с господством сорных видов, которые в дальнейшем сменяются зональным типом. Восстановление растительности в результате естественных процессов занимает длительное время: от 3-4 лет - для заселения пионерными видами и до 10 лет - для формирования сомкнутых сообществ.

Таким образом, механическое воздействие будет иметь место в период строительства. По окончании этих работ величина механического воздействия прекратится.

Влияние проектируемых работ на растительный покров можно оценить 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 – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *низкая* (1-8) – изменения в среде немного превышают цепь естественных изменений, но среда восстанавливается без посторонней помощи в течение нескольких лет.

1.8.5.3. Обоснование объемов использования растительных ресурсов

Данными проектными решениями не предполагается использование растительных ресурсов.

1.8.5.4. Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

Зона влияния планируемой деятельности на растительность в качественной оценке предполагается локальной и не выходящей за границы лицензионного участка, на период проведения работ влияние на растительность низко, в целом на период планируемых работ проектом не предусмотрен снос зеленых насаждений.

1.8.5.5. Ожидаемые изменения в растительном покрове

Значимых изменений в растительном покрове (видовой состав, состояние, продуктивность сообществ, оценка адаптивности генотипов, хозяйственное и функциональное значение, загрязненность, пораженность вредителями), в зоне планируемых работ не ожидается, в связи с чем, последствия для жизни и здоровья населения отсутствуют.

1.8.5.6. Предложения по мониторингу растительного покрова

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но не менее 1 раза в год.

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов месторождения на состояние растительного покрова.

1.8.6. Оценка воздействия на животный мир

1.8.6.1. Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных

Планируемые работы окажут определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

В зависимости от приуроченности к местам обитания, пресмыкающиеся пустынной зоны, делятся на виды, придерживающиеся строго определенных условий обитания (стенобионты) и виды, способные существовать в пустынях разного типа, порой резко отличающихся по условиям среды.

Механическое воздействие на фауну связано с нанесением беспокойства и возможно причинением физического ущерба, также выражается во временной потере мест обитания и мест кормления травоядных животных и, в свою очередь, утраты мест охоты хищных животных. И все это вследствие повышенного уровня шума, наличия техники, искусственного освещения и физической деятельности людей.

Причинами механического воздействия на животный мир или беспокойства представителям фауны становится движение транспорта, погребение флоры (и некоторых представителей фауны – насекомых, пресмыкающихся) при строительстве подъездных дорог и площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия носят временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при случайном или аварийном разливе углеводородов и химических реагентов.

До минимума сократить химическое воздействие на животный мир можно строжайшим соблюдением норм и правил, технологии производства, профилактическим осмотром и ремонтом оборудования.

Практика многолетних наблюдений показывает, что распределение животных на территории месторождения неравномерное.

Особое место в распространении животных занимают преобразованные ландшафты (насыпи дорог, линии электропередач, нефтепроводы, промышленные сооружения), которые в целом имеют положительное значение, обогащая порой безжизненные пространства (особенно солончаковой пустыни) новыми экологическими нишами для обитания некоторых представителей животного мира (ящериц, змей). Плотность населения пресмыкающихся в преобразованных ландшафтах, как правило, выше. Однако здесь животные подвержены угрозе загрязнения нефтью (трубопроводы) при разливах, травмирования и гибели на автомобильных дорогах.

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по строительству подъездных дорог и площадок могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

Таким образом, влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 8 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается **низкое** (1-8) изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Популяция и сообщества возвращаются к нормальным на следующий год после реализации проектируемых работ.

Возможные нарушения целостности естественных сообществ

Нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных, сокращения их видового многообразия в зоне воздействия объекта не ожидается, так как работы носят незначительный характер.

В целом, при строительстве и эксплуатации скважин при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на природные ландшафты от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.6.2. Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

При оценке последствий техногенных воздействий (по И.А. Шилову, 2003 г.) на окружающую среду, учитывались:

- кумулятивный эффект любых долговременных воздействий на природные объекты (организмы, экосистемы и пр.);

- нелинейность дозовых эффектов воздействий на живые организмы, выражающиеся в виде непропорционально сильных биологических эффектов, от небольших доз воздействия, что связано с повышенной чувствительностью организмов к слабым (информационным) воздействиям;
- синергическое (совместное) действие различных факторов среды на живое, которое нередко приводит к неожиданным эффектам, не являющимся суммой ответов на оказанные действия;
- индивидуальные различия живых существ в чувствительности к действию факторов среды и в сопротивляемости неблагоприятным изменениям.

В результате изъятия земель для планируемых работ происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.

Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомоядных (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Антропогенное загрязнение условно подразделяют на эвтрофирующее и токсичное. В результате воздействия токсического фактора сменяются доминирующие виды, изменяются трофические связи, упрощается структура сообщества и пр. При сокращении общего числа видов в сообществе может возрасть число особей отдельных видов.

Воздействие незначительное.

Таким образом, в результате работ будет незначительное изменение, в рамках общего техногенного воздействия, ареалов распространения млекопитающих в результате общего антропогенного прессинга на территории месторождения.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом, возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

Наиболее существенное влияние на фаунистические группировки позвоночных животных могут оказать следующие виды подготовительных и текущих работ:

- сооружение новых дорог и внедорожное использование транспортных средств;
- складирование вспомогательного оборудования;
- загрязнение территории нефтепродуктами и тяжелыми металлами, химреагентами, промышленно-бытовыми отходами, выбросами токсичных веществ;
- производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов птиц и млекопитающих.

В период строительства скважины некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены и с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Постоянное присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Вместе с тем планируемая хозяйственная деятельность не внесет существенных изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанка, желтый суслик. Возможно появление в хозяйственных постройках домовых мыши и увеличение их численности на прилежащих участках.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

1.8.6.3. Предложения по мониторингу животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;

- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

Основной методикой сбора материала служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и отчасти млекопитающих.

Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная полоса составляет в ширину 6-8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Длина маршрутов определяется емкостью биотопов. Данные учетов пересчитываются на 1 га.

Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам (ловушко-линии) с использованием ловушек «Геро» и капканов малого размера. Помимо этого, проводится сбор и анализ погадок хищных птиц (отрывание, непереваренные остатки пищи – шерсть, кости). Идентификация костных остатков в погадках хищных птиц, позволяет дополнить или уточнить фаунистический состав мелких млекопитающих в том или ином районе.

Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колонийный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методам в полосе шириной 10-50 м, иногда до 500 м (в зависимости от особенностей местности и размеров птиц). Полученные данные пересчитывают на 1 га.

Кроме того, проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности и во время переездов на автомобиле.

Наблюдения на СЭП рекомендуется проводить не реже 1 раза в год.

Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

1.8.7. Оценка физических воздействий на окружающую среду

1.8.7.1. Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Из физических факторов воздействия на окружающую среду и людей, в процессе проектируемых работ, можно выделить:

- тепловое излучение;
- электромагнитное излучение;
- воздействие шума;
- воздействие вибрации.

1.8.7.2. Тепловое излучение

Тепловое излучение или более известное как инфракрасное излучение (ИК) можно разделить на две группы: естественного и техногенного происхождения.

Главным естественным источником ИК излучения является Солнце, также относятся действующие вулканы, термальные воды, процессы тепломассопереноса в атмосфере, все нагретые тела, пожары и т.п.

Исследование ИК спектров различных астрономических объектов позволило установить космические источники ИК излучения, присутствие в них некоторых химических соединений и определить температуру этих объектов.

К космическим источникам ИК излучения относятся холодные красные карлики, ряд планетарных туманностей, кометы, пылевые облака, ядра галактик, квазары и т.д.

К числу источников ИК техногенного происхождения относятся лампы накаливания, газоразрядные лампы, электрические спирали из нихромовой проволоки, нагреваемые пропускаемым током, электронагревательные приборы, печи самого различного назначения с использованием различного топлива (газа, угля, нефти, мазута и т.д.), электропечи, различные двигатели, реакторы атомных станций и т.д.

Чрезмерное увлечение ИК может привести к ожогам кожи, расстройствам нервной системы, общему перегреву тела человека, нарушению водосолевого баланса, работы сердца, тепловому удару и т.д.

Исследование теплового излучения человеческого тела с помощью тепловизоров дает информацию при диагностике различных заболеваний и контроле динамики их развития.

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

Под воздействием падающего солнечного потока в результате его поглощения земная поверхность нагревается и становится источником длинноволнового (ДВ) излучения, направленного к атмосфере. Атмосфера, с другой стороны, также является источником ДВ излучения, направленного к Земле. При этом возникает взаимный теплообмен между земной поверхностью и атмосферой.

Разность между КВ излучением, поглощенным земной поверхностью и эффективным излучением называется радиационным балансом. Преобразование энергии КВ солнечной радиации при поглощении ее земной поверхностью и атмосферой, теплообмен между ними составляет тепловой баланс Земли.

Главной особенностью радиационного режима атмосферы является парниковый эффект, который заключается в том, что КВ радиации большей частью доходит до земной поверхности, вызывая ее нагрев, а ДВ излучение от Земли задерживается атмосферой, уменьшая при этом теплоотдачу Земли в космос. Увеличение процентного содержания CO₂, паров H₂O, аэрозолей и т.п. будет усиливать парниковый эффект, что приводит к увеличению средней температуры нижнего слоя атмосферы и потеплению климата.

Тепловые загрязнения

Помимо роли атмосферы как теплозащитной оболочки и действия парникового эффекта, усугубляемого хозяйственной деятельностью человека, определенное влияние на тепловой баланс нашей планеты оказывают тепловые загрязнения в виде сбросового тепла в водоемы, реки, в атмосферу, главным образом, топливно-энергетического комплекса и, в меньшей степени, от промышленности.

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива. При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

В настоящее время установлена закономерность общего повышения температуры водоемов, рек, атмосферы особенно в местах нахождения электростанций, промышленных предприятий и крупных индустриальных районов.

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечном итоге, к изменению микроклимата.

Свет

Световое воздействие ожидается в ночное время в процессе производства строительных работ, а также при передвижении автотранспорта.

Наибольшее беспокоящее влияние световое воздействие будет оказать в периоды весенних и осенних миграций животных и птиц. На дорогах возможны случаи гибели животных, попавших под колеса автотранспорта, и птиц, погибающих от удара о корпус автомобиля.

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

- запрет на проезд постороннего транспорта;

- проезд только по отведенным дорогам;
- запрет на ночной проезд (кроме спецтранспорта и в исключительных случаях);
- ограничение скорости движения автотранспорта.

В целом воздействие источников света в процессе проектируемых работ будет носить *незначительный и локальный характер*.

1.8.7.3. Электромагнитное излучение

Постоянный рост числа источников электромагнитных излучений, возрастание их мощности приводит к тому, что возникает электромагнитное загрязнение окружающей среды. Высоковольтные линии электропередач, трансформаторные подстанции, электрические двигатели, персональные компьютеры – все это источники электромагнитных излучений.

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения. Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, мощные радиотехнические объекты, промышленное технологическое оборудование, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты, термические цеха, плазменные, лазерные и рентгеновские установки, атомные и ядерные реакторы и т.п. Следует также отметить техногенные источники электромагнитных и других физических полей специального назначения, применяемые в радиоэлектронном противодействии и размещенные на стационарных и передвижных объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Для решения этой трудной и важной проблемы требуется комплексный подход при участии широкого круга специалистов: биологов, медиков, геофизиков, биофизиков и т.д.

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

- параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);
- физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

Весь диапазон воздействия ЭМП на биообъекты можно условно разделить на три группы:

- постоянные и низкочастотные поля (до метрового диапазона длин волн);
- СВЧ диапазон (длины волны от 1 м до 1 см);
- миллиметровый и субмиллиметровый диапазон (длины волны от 10 мм до 0,1 мм).

Влияние ЭМП на человеческий организм может быть как полезным (лечебным), так и вредным.

Лечебное воздействие ЭМП используется в гипертермии, лазерной хирургии, физиотерапии, диатермии и т.д. Полезное действие ЭМП используется в медицинской диагностике.

При взаимодействии ЭМП с биологическим объектом излучения разделяют на ионизирующие и неионизирующие.

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и γ -излучение.

Длинноволновые излучения (СВЧ, миллиметровые, субмиллиметровые) относятся к неионизирующим излучениям.

Энергетическое воздействие. Этот вид воздействия заключается в переходе поглощенной электромагнитной волны в тепло биоткани. Вредны для организма интенсивные ЭМП в любом диапазоне частот с плотностью мощности, превышающей десятки милливатт на 1 см² облучаемой площади.

Информационное воздействие. К такому виду воздействия ЭМП на биологический объект относится тот случай, когда падающее излучение низкой интенсивности не вызывает нагрев ткани, но полезный эффект оказывается значительным.

При информационном характере действия ЭМП изменяются характер и скорость передачи информации внутри организма, процесс формирования условных рефлексов, количество ключевых ферментов энергетического обмена и т.д.

Действие статического электрического поля. Статическое электрическое поле существенно влияет на живые организмы. Разряды, возникающие при стекании статических зарядов, вызывают испуг, раздражение, могут быть причиной пожара, взрыва, травмы, порчи микроэлектронных устройств и т.п. Длительное воздействие статических электрических полей с напряженностью более 1000 В/м вызывает у человека головную боль, утомленность, нарушение обмена веществ, раздражительность.

Защита от воздействия ЭМП

Для оценки воздействия ЭМП на человеческий организм с целью выбора способа защиты проводится сравнение фактических уровней излучателей с нормативными.

Измерение уровней излучений производится в порядке текущего санитарного надзора, при сдаче в эксплуатацию новых или реконструированных источников ЭМП и общественных зданий и сооружений, расположенных на прилегающей к электромагнитным излучателям территории.

Нормированию подлежит также вся бытовая и компьютерная техника, которая является техногенным источником ЭМП. Общие рекомендации по безопасности этого класса оборудования и приборов могут быть выражены следующим образом:

- использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;
- размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;
- в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;
- использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;
- заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;
- использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;
- по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находится рядом с ними во время работы.

Способ защиты расстоянием и временем. Этот способ защиты окружающей среды от воздействия ЭМП является основным, включающим в себя как технические, так и организационные мероприятия.

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п. Количество наполнителя достигает 40%. Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажой, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу $\lambda/4$.

Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широкополостностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения;
- выявление противопоказаний у персонала;
- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при проведении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

1.8.7.4. Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование, теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);

- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонки, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д.

Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110-120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ - разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Предельно допустимые дозы в зависимости от продолжительности воздействия представлены в таблице 1.8.7.1

Таблица 1.8.7.1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Предельные уровни шума в некоторых частотных интервалах представлены в таблице 1.8.7.2

Таблица 1.8.7.2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 - 7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие небезразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д.

В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышает допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400 кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончании процесса строительства воздействие шумовых эффектов значительно уменьшится.

1.8.7.5. Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения.

Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакуумные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах. Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздухопроводы и т.п.).

В процессе работ на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок, буровых насосов и спецтехники будет незначительная, и уменьшится после окончания.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

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 – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное.
- интенсивность воздействия – (1) – низкая.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *низкая* (1-8).

1.8.7.6. Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
- 10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

1.8.7.7. Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;

- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

1.8.8. Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности

1.8.8.1. Виды и объемы образования отходов

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться образованием различных видов отходов.

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

- транспорт и механизмы, задействованные при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- весь комплекс технологического оборудования, при условии нарушения технологии, возможных аварийных проливов и утечек нефтепродуктов;

- отходы производства и потребления.

Временное хранение отходов, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками негативного влияния на различные компоненты окружающей среды.

Принцип иерархии

Образователи и владельцы отходов (Статья 329 ЭК) должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- предотвращение образования отходов;
- подготовка отходов к повторному использованию;
- переработка отходов;
- утилизация отходов;
- удаление отходов.

Под предотвращением образования отходов понимаются меры, предпринимаемые до того, как вещество, материал или продукция становятся отходами, и направленные на:

- сокращение количества образуемых отходов (в том числе путем повторного использования продукции или увеличения срока ее службы);
- снижение уровня негативного воздействия образовавшихся отходов на окружающую среду и здоровье людей;
- уменьшение содержания вредных веществ в материалах или продукции.

Под повторным использованием понимается любая операция, при которой еще не ставшие отходами продукция или ее компоненты используются повторно по тому же назначению, для которого такая продукция или ее компоненты были созданы.

Отходы, которые не могут быть подвергнуты восстановлению, подлежат удалению безопасными методами, которые должны соответствовать требованиям статьи 327 Экологического Кодекса.

Под накоплением отходов (Статья 320 ЭК) понимается временное складирование отходов в специально установленных местах в течение указанных сроков, осуществляемое в процессе образования отходов или дальнейшего управления ими до момента их окончательного восстановления или удаления.

Временное складирование отходов на месте образования допускается на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

Временное складирование неопасных отходов в процессе их сбора (в контейнерах, на перевалочных и сортировочных станциях), за исключением вышедших из эксплуатации транспортных средств и (или) самоходной сельскохозяйственной техники, допускается на срок не более трех месяцев до даты их вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

В процессе строительства скважин будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- отходы бурения (отработанный буровой раствор, буровой шлам);
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- огарки электродов;
- отработанные масла;
- коммунальные отходы.

Предприятием с целью оптимизации организации сбора, удаления отходов и утилизации различных видов отходов планируется отдельный сбор этих отходов.

Все промышленные отходы на местах проведения работ хранятся в специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода не более 6 месяцев. По завершению работ осуществляется вывоз отходов. Перевозка всех отходов производится под строгим контролем.

Все образованные отходы в процессе строительства скважин:

- Раздельно складироваться в специальные контейнеры;
- Отходы по мере заполнения контейнеров передаются сторонней специализированной организации;

- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Отходы бурения раздельно собираются в специальные контейнера и емкости, передаются в стороннюю организацию.

Образующиеся в процессе эксплуатации транспортных средств и ДЭС *отработанные масла*:

- Складываются в специальные емкости;
- По мере заполнения передаются в стороннюю организацию;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *аккумуляторы, автошины, огарки сварочных электродов*:

- Складываются в специально отделенных местах;
- По мере накопления передаются в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов сопровождается оформлением накладной;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на месторождении *коммунальные отходы*:

- Складываются в специальные контейнеры;
- Передаются по мере накопления в стороннюю организацию;
- Передача отходов оформляется актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов заносятся в базу «Учета образования и размещения отходов».

Все образующиеся отходы в процессе деятельности на месторождении в установленном порядке будут собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортироваться по договорам в специализированные организации на утилизацию или на переработку. На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы будут складироваться в контейнеры и емкости, временное хранение которых будут осуществляться на специально оборудованных площадках.

Ориентировочное количество и перечень отходов, образуемых на месторождении, по каждому из вариантов:

- при строительстве скважин принято согласно проекту аналогу и представлено в таблице 1.8.8.1.;

- при разработке месторождения объемы образования отходов не рассматриваются, так как они будут идентичны при реализации каждого из вариантов;

Таблица 1.8.8.1 – Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. согласно проекту-аналогу	Лимит накопления, тонн/год, от 131 скв. + 50 бок. ствол. + 2 оценочн. скв. (1 вариант)	Лимит накопления, тонн/год, от 171 скв. + 2 оценочн. скв. (2 рекомендуемый вариант)	Лимит накопления, тонн/год, от 190 скв. + 2 оценочн. скв. (3 вариант)
Всего	-	323,8779	59269,6557	56030,8767	62184,5568
в том числе отходов производства	-	318,9110	58360,7130	55171,6030	61230,9120
отходов потребления	-	4,9669	908,9427	859,2737	953,6448
Опасные отходы					
Буровой шлам	-	148,8293	27235,7619	25747,4689	28575,226
Отработанный буровой раствор	-	168,7562	30882,3846	29194,8226	32401,19
Автошины	-	1,0873	198,9759	188,1029	208,7616
Отработанные аккумуляторы	-	0,1236	22,6188	21,3828	23,7312
Отработанные масла	-	0,0998	18,2634	17,2654	19,1616
Не опасные отходы					
Огарки электродов	-	0,0148	2,7084	2,5604	2,8416
ТБО	-	4,9669	908,9427	859,2737	953,6448
Зеркальные					
-	-	-	-	-	-

Примечание:

Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

1.8.8.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- отходы бурения (отработанный буровой раствор, буровой шлам);
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- огарки электродов;
- отработанные масла;
- коммунальные отходы.

Отходы бурения: Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Уровень опасности – опасные отходы; Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Уровень опасности – опасные отходы.

Огарки сварочных электродов образуются в процессе проведения сварочных работ, собираются на площадке для временного складирования, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – неопасные отходы.

Автошины - образуются в процессе эксплуатации колесной автотехники. Собираются на площадке для временного складирования, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – опасные отходы.

Отработанные аккумуляторы - образуются при эксплуатации автотранспорта и спец. техники. Собираются на площадке для временного складирования, по мере накопления вывозятся специализированной организацией на переработку/утилизацию. Уровень опасности – опасные отходы.

Отработанные масла собираются в емкость, вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – опасные отходы.

Твердые бытовые отходы (коммунальные отходы) – образуются при обеспечении жизнедеятельности обслуживающего персонала и включают в себя отходы столовой, бытовой мусор, канцелярский и упаковочный мусор, ветошь и т.д. Собираются в контейнеры для ТБО по системе раздельного сбора, и вывозятся специализированной организацией. Уровень опасности – неопасные отходы.

1.8.9. Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

При строительстве запроектированных сооружений и оборудования образуются отходы, которые при неправильном обращении и хранении могут оказать негативное воздействие на природную среду.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Все отходы, образующиеся в производственной деятельности по мере накопления, сдаются для утилизации, в соответствии с договорами, сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности.

Этапы технологического цикла отходов.

Система управления отходами на предприятии включает в себя десять этапов технологического цикла отходов:

1) Образование

Основной деятельностью является добыча углеводородного сырья.

В процессе реализации проектных решений образуются следующие виды отходов:

- *отходы бурения* – представлены отработанным буровым раствором, буровым шламом. Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.

- *отработанные масла*, образуются при обслуживании спецтехники, автотранспорта, двигателей дизель-генераторов; Моторное масло используется для смазывания бензиновых и дизельных двигателей с целью обеспечения минимального износа деталей двигателя. После истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества масла образуется отход в виде отработанного моторного масла.

- *автошины* образуются в процессе эксплуатации колесной автототехники. Представляют собой обычно в составе синтетический каучук (96%).

- *огарки сварочных электродов* представляют собой остатки электродов после использования их при проведении сварочных работ в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования, а также при других видах работ. Состав электродов: железо: от 96,0% до 97,0%; обмазка типа $Ti(CO_3)_2$: от 2,0% до 3,0%; прочие: 1,0%.

- *отработанные аккумуляторы* образуются при эксплуатации автотранспорта и спец. техники. По составу обычно основную часть представляет свинец (90-98%), а также различные пластмасы.

- *коммунальные отходы* образуются в ходе административной и хозяйственной деятельности предприятия, от жилых и бытовых комплексов (санузлы, столовые, кухни, сауны и т.п.), т.е. в процессе жизнедеятельности и удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала. КО - сложные по своему морфологическому, физическому и химическому составу вещества, включающие в себя бытовые отходы, бумагу, стекло, металл, ткани, резину, дерево и т.д

2) Сбор и/или накопление:

- все отходы собираются отдельно в металлические контейнера;
- коммунальные отходы будут собираться в металлические или пластиковые контейнеры.

3) Идентификация

Все образующиеся отходы на предприятии классифицируются согласно «Классификатору отходов», утвержденного Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

4) Сортировка (с обезвреживанием)

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

5) Паспортизация

На каждый вид отходов имеется Паспорт Опасности Отходов, с указанием объема образования, места складирования, химического состава и так далее.

6) Упаковка (и маркировка)

Емкости для сбора каждого вида отхода маркируются.

7) Транспортировка

Все промышленные отходы вывозятся только специализированным спецтранспортом, не допускается присутствие посторонних лиц, кроме водителя и сопровождающего груз персонала предприятия. Все происходит при соблюдении графика вывоза.

8) Складирование

Все отходы производства и потребления складировются в специальные металлические контейнеры.

9) Хранение

Все образованные на предприятии отходы временно размещаются и хранятся на соответствующих площадках для временного хранения отходов.

10) Удаление

Все отходы подлежат вывозу в специализированные организации на утилизацию, обезвреживание и безопасное удаление.

Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться, и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

-
- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
 - соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
 - предотвращения загрязнения окружающей среды.

Для каждого типа отхода, образующегося на предприятии, будет составляться, и утверждаться паспорт опасных отходов в процессе хозяйственной деятельности предприятия. Копии паспортов опасных отходов в обязательном порядке будут предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

2. ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1. Социально-экономические условия Кызылординской области

Кызылординская область (каз. Қызылорда облысы, Qyzylorda oblysy) — область в составе Республики Казахстан. Образована 15 января 1938 года. Расположена в южной части республики. Административный центр — город Кызылорда.

Область расположена к востоку от Аральского моря, в нижнем течении реки Сырдарьи, в основном, в пределах Туранской низменности (высота 50-200 м). По левобережью Сырдарьи расположены обширные пространства бугристо-грядовых песков Кызылкумов, прорезаемых сухими руслами Жанадарьи и Куандарьи, по правобережью встречаются возвышенности (Егизкара, 288 м), участки песков (Арыскуп и др.), неглубокие котловины, занятые такыровидными солончаками (Дариялы и другие). На севере находятся массивы бугристых песков (Малые Барсуки и Приаральские Каракумы, Жуанкуп). На крайнем юго-востоке в пределы Кызылординской области заходят северо-западные отроги хребта Каратау (высота до 1419 м).

На северо-западе граничит с Шалкарским районом Актюбинской области, на севере с Иргизским районом Актюбинской области, на востоке с Отырарским, Сузакским районами Туркестанской области, на западе с Республикой Каракалпакстан Узбекистана, на северо-востоке с Улытауским районом Улытауской области, на юге с Навоийской областью Узбекистана.

На территории области расположены 7 районов, 1 город областного подчинения Кызылорда, а также 1 город республиканского подчинения Байконур.

2.2. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Социально-демографические показатели

Численность населения области на 1 декабря 2023г. составила 841,4 тыс. человек, в том числе городского – 394,9 тыс. (46,9%), сельского – 446,5 тыс. (53,1%) человек. По сравнению с 1 декабря 2022г. численность населения увеличилась на 8,9 тыс. человек или на 1,1%.

В январе-ноябре 2023г. по сравнению с январем-ноябрем 2022г. число прибывших в область увеличилось на 16,4%, а число выбывших из области - на 16,6%.

Основной миграционный обмен области происходит с другими областями. Доля прибывших из областей и выбывших в области составила 31,5% и 46,3% соответственно.

Увеличилась численность мигрантов, переезжающих в пределах области, на 13,4%. При областном перемещении сальдо миграции населения остается отрицательным.

Здравоохранение и социальные услуги

Оказано услуг в области здравоохранения за IV квартал на сумму 31 833 215 тыс. тенге, в области предоставления социальных услуг с обеспечением проживания на сумму 2 150 914 тыс. тенге, в области предоставления социальных услуг без обеспечения проживания на сумму 103 486 тыс. тенге.

Уровень жизни

В III квартале 2023г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 127730* тенге в месяц, что на 15,9% выше, чем в III квартале 2022г., реальные денежные доходы населения увеличились на 2,4%.

Рынок труда и оплата труда

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) в III квартале 2023г. составила 156897 человек.

В III квартале 2023г. на предприятия было принято 4680 человек. Выбыло по различным причинам 4301 человек. Отработано одним работником 429,8 часов.

Число вакантных рабочих мест на крупных и средних предприятиях на конец III квартала 2023г. составило 373 единиц (0,3% к численности наемных работников).

Цены

В декабре 2023 года повышение цен отмечено на яйца на 6,5%, овощи свежие - на 2,3%, фрукты свежие - на 0,8%, рис - на 0,5%, мясо и птицу, молочные продукты - по 0,3%, кондитерские изделия - на 0,2%, алкогольные напитки и табачные изделия, безалкогольные напитки - по 0,1%.

Снижение цен зафиксировано на крупу гречневую на 7,7%, масла и жиры - на 3,8%, сахар - на 0,6%.

Прирост цен на одежду и обувь вырос на 0,8%, уголь каменный - на 0,5%, фармацевтическую продукцию - на 0,1%.

Уровень цен за медицинское страхование туристов увеличился на 6%, ритуальные услуги - на 5,7%, рестораны и гостиницы - на 2,9%, фактическую арендную плату за жилье - на 1,1%, отдых и культуру - на 0,5%. Услуги воздушного пассажирского транспорта снизились на 12,8%, железнодорожного пассажирского транспорта - на 1,1%.

В декабре 2023 года по сравнению с предыдущим месяцем отмечено снижение цен в горнодобывающей промышленности и разработке карьеров на 8,8%, в обрабатывающей промышленности - на 0,1%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен снизился на сельскохозяйственную продукцию на 0,1%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс цен повысился на строительные материалы на 0,5%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем индекс оптовых продаж снизился на 0,2%.

В декабре 2023г. по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом без изменений.

Национальная экономика

В структуре ВРП за январь-сентябрь 2023г. производство услуг составило 51,3%, производство товаров – 40%, налоги на продукты – 8,7%. Наибольший удельный вес в объеме ВРП области занимает промышленность – 27,7%, оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов – 9,3%, образование – 8,8%, транспорт и складирование – 8,7%.

Преобладающими источниками инвестиций в январе-декабре 2023г. остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 282878 млн. тенге.

Инвестиционные вложения, направленные на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составили 332849 млн. тенге. Значительная доля инвестиций в основной капитал приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (26,6%), операции с недвижимым имуществом (20,4%), транспорт и складирование (17,1%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий составил 118187 млн. тенге.

Торговля

Оборот розничной торговли за январь-декабрь 2023г. составил 459090,8 млн. тенге или 104,5% к уровню соответствующего периода 2022г.

На 1 января 2024г. объем товарных запасов торговых предприятий (по отчитавшимся предприятиям) в розничной торговле составил 18797,5 млн. тенге, в днях торговли – 45 дня.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 29,2%, непродовольственных товаров – 70,8%. Объем реализации продовольственных товаров за январь-декабрь 2023г. составил 133901,5 млн. тенге.

Оборот оптовой торговли за январь-декабрь 2023г. составил 283758,5 млн. тенге или 105,1% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптовой торговли продовольственные товары составили 59,1%, а непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения – 40,9%.

В январе-ноябре 2023г. взаимная торговля Кызылординской области со странами ЕАЭС составила 147,9 млн. долларов США или на 14,5% меньше, чем в январе-ноябре 2022г. Экспорт со странами ЕАЭС составил 102,6 млн. долларов США или на 19,2%

меньше, чем в январе-ноябре 2022г., импорт – 45,3 млн. долларов США, по сравнению с соответствующим периодом прошлого года уменьшился на 1,6%.

Реальный сектор экономики

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2023г. составил 224028,4 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства – 141694,1 млн. тенге, животноводства – 77727,8 млн. тенге, объем продукции (услуг) в охотничьем хозяйстве – 13,2 млн. тенге, в лесном хозяйстве – 402,2 млн. тенге, в рыболовстве и аквакультуре – 2752,4 млн. тенге.

Объем промышленной продукции в январе-декабре 2023г. составил 1023900 млн. тенге, в том числе в горнодобывающей промышленности – 654354 млн. тенге, в обрабатывающей промышленности – 307785 млн. тенге, снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом – 50946 млн. тенге, водоснабжении; сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений – 10815 млн. тенге.

В январе-декабре 2023г. объем строительных работ (услуг) составил 183450 млн. тенге. Наибольший объем строительных работ выполнен на строительстве нежилых зданий (59372 млн. тенге), дорог и автомагистралей (38427 млн. тенге), передаточных устройств (33757 млн. тенге). Объем выполненных строительных работ (услуг) по капитальному ремонту увеличился на 61,4%, текущему ремонту – на 51,5%, строительно-монтажным работам - на 36,1%.

Грузооборот за январь-декабрь 2023г. увеличился на 8,7% от уровня соответствующего периода предыдущего года. В январе-декабре 2023г. по сравнению с январем-декабром 2022г. наблюдается увеличение грузооборота на трубопроводном транспорте (16,7%) и на железнодорожном транспорте (на 6,2%).

Пассажирооборот за январь-декабрь 2023г. по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился на 11%. В январе-декабре 2023г. по сравнению с январем-декабром 2022г. наблюдается рост пассажиропотоков на автомобильном транспорте на 32,4%, на воздушном транспорте - на 3,8% и на железнодорожном - на 2,7%.

Финансовая система

Выпуск продукции (товаров и услуг) субъектами МСП в январе-сентябре 2023г. составил 540449 млн. тенге. Количество действующих субъектов МСП на 1 января 2024 года, работающих на рынке, составило 67180 единиц. Численность активно занятых в МСП на 1 октября 2023г. составила 125073 человек.

Финансы крупных и средних предприятий

За III квартал 2023г. прибыль (убыток) до налогообложения составила 46911,3 млн. тенге.

На 1 октября 2023г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 3287,5 млн.тенге и увеличилась по сравнению на 1 октября 2022г. на 30,4%.

Уровень безработицы

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, в III квартале 2023г. составила 165961) человек, уровень безработицы – 4,8%.

Социальные аспекты воздействия

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

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.

Состояние здоровья населения

Загрязнение окружающей среды, как отрицательно влияющий на состояние здоровья населения фактор, на территории области играет неоднозначную роль.

При проведении работ загрязнение воздушного бассейна в результате работы автотранспорта, спецтехники, наряду с нарушением почвенно-растительного покрова, также является наиболее значимым последствием реализации проекта.

Объемы коммунальных и производственных отходов, образующиеся в процессе проведения работ, собираются и утилизируются в установленном порядке, обеспечивающем минимальное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Таким образом, принятые проектом технические решения обезвреживания отходов производства и потребления полностью исключают их неблагоприятное воздействие на здоровье проживающего в районах населения.

Памятники истории и культуры

Историко-культурное наследие, как важнейшее свидетельство исторической судьбы каждого народа, как основа и неперемненное условие его настоящего и будущего развития, как составная часть всей человеческой цивилизации, требует постоянной защиты от всех опасностей. Обеспечение этого в Республике Казахстан является нравственным долгом и определяемый Законом РК от 26.12.19 г. № 288-VI ЗРК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» обязанностью для всех юридических и физических лиц, охрана памятников архитектуры, археологии и истории обеспечивается положениями настоящего Закона Республики Казахстан.

В пределах Кызылординской области, согласно Постановлению Правительства Республики Казахстан от 10.10.2007 года № 1074, расположены следующие особо охраняемые природные территории республиканского значения:

- Барсакельмесский государственный природный заповедник;
- Каргалинский государственный природный заказник (зоологический);
- Торангылсайский государственный природный заказник (зоологический).

Согласно «Закону об охране и использовании историко-культурного наследия» во всех видах освоения территорий на период отвода земельных участков должны производиться исследовательские работы по выявлению объектов историко-культурного наследия за счет средств землепользователей. Запрещается проведение всех видов работ, которые могут создать угрозу существованию памятников.

Предприятия, организации и граждане в случае обнаружения в процессе ведения работ археологических и других объектов, имеющих историческую, научную, художественную и иную культурную ценность, обязаны сообщить об этом государственному органу по охране и использованию историко-культурного наследия и приостановить дальнейшее ведение работ.

На территории месторождения в настоящее время памятников материальной культуры, являющимися объектами охраны, не зарегистрировано.

2.3. Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Район работ полностью обеспечен трудовыми ресурсами. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

2.4. Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

В природно-ландшафтном плане территория участков проведения работ представляет собой однообразную слегка волнистую равнину с полынной растительностью. Особого интереса для посещения людьми, не связанными с производственной деятельностью, эта территория не представляет.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

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.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности и требований

природоохранных мероприятий обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу и на регионально- территориальное природопользование.

2.5. Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)

Проведение работ окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добычей нефти. Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия, поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживая цепь поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продаж в пределах региона из-за затрат доходов в секторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

***Вывод:** Реализация работ будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличит первичную и вторичную занятость местного населения.*

2.6. Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены

необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

2.7. Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

- 1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;
- 2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;
- 3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;
- 4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;
- 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
- 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
- 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

3. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

3.1. Технологические показатели вариантов разработки

Подробное описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности представлено в **главе 1.5**.

Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия подробно представлено в **главе 1.8**.

Согласно основных положений выбранных вариантов систем разработки, произведены расчеты технологических показателей в 3-х вариантах. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант I (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2082 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 10354,0 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 18219,5 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 128365,3 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 28463,0 тыс.т.

Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 149378,3 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 201587,5 тыс.м³.

Накопленная закачка газа с начала разработки – 1482,5 млн.м³.

Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,9 %.

Рентабельный КИН – 0,311 д.ед.

Вариант II (рекомендуемый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2024 - 2095 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 12173,4 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 20038,8 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 158550,6 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 179563,5 тыс.т.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 241602,8 тыс.м³.

Накопленная закачка газа с начала разработки – 1554,9 млн.м³.

Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 97,8 %.

Рентабельный КИН – 0,342 д.ед.

Вариант III

Проектно-рентабельный период разработки – 2024 - 2079 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 11886,6 тыс.т.

Накопленная добыча нефти с начала разработки – 19752,0 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 129523,7 тыс.т.

Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 150536,6 тыс.т.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 204278,5 тыс.м³.

Накопленная закачка газа с начала разработки – 1678,7 млн.м³.

Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,3 %.

Достигается КИН 0,337 д.ед.

При сравнении воздействия от трех вариантов разработки месторождения на компоненты окружающей среды можно сделать следующие основные выводы:

С точки зрения загрязнения окружающей среды, каждый вариант отличается друг от друга. При бурении скважин максимальные объемы выбросов в атмосферный воздух, образование отходов и объемы водопотребления ожидаются при реализации 3 варианта, наименьшие - при реализации 2 рекомендуемого варианта. При эксплуатации планируемого оборудования максимальные объемы выбросов в атмосферный воздух планируются при реализации 3 варианта, минимальные – при реализации 1 варианта. Однако, вариант 1 по итогам технико-экономического анализа является **не рентабельным**, в связи с чем **не может быть рекомендован** к реализации. В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству окружающей среды рассматриваемой территории нанесен не будет по рекомендуемому 2 варианту намечаемой деятельности. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным*, имея величину рентабельного КИН 0,342 (коэффициента извлечения нефти), что в будущем не приведет к усложнению процесса добычи с целью полного

извлечения запасов.

Таким образом, в целом по месторождению полученные прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов дают возможность выработать извлекаемые запасы по варианту разработки 2, как по самому рациональному варианту разработки.

3.2. Экономические показатели разработки

В данном разделе приведены расчеты экономической эффективности вариантов разработки м/р Коныс, с целью выбора к реализации наиболее рациональной системы разработки для недропользователя – ТОО СП "КуатАмлонМунай». Для проведения технико-экономических расчетов была разработана модель, соответствующая условиям экономики компании и действующей налоговой системы РК. Оценка экономической эффективности разработки месторождения проводилась в соответствии с Кодексом «О недрах и недропользовании» и «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр».

Приведение разновременных затрат и результатов к единому моменту времени осуществляется путем приведения (дисконтирования) их к ценности в начальном периоде. В качестве момента времени, к которому приводятся денежные потоки, выступает год, предшествующий началу расчетов. Для данного проекта приняты различные ставки дисконтирования 5, 10, 15%.

Экономические и финансовые допущения, использованные в экономической модели, позволяют на этапе проектирования рассчитать уровень необходимых для оценки финансово-экономических показателей, сопоставить полученные результаты по вариантам, выбрать наиболее оптимальный вариант и определить рентабельный период разработки месторождения.

При оценке экономического эффекта применены также методы аналогии, то есть предполагается, что полученные нормативы и курс \$ США будут неизменны весь расчетный период и составит 1\$ США=455 тенге.

Срок проекта по вариантам различен, однако первым годом реализации проекта принят 2024 год по всем вариантам. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок. По результатам расчетов определен рентабельный период, который представляет собой период безубыточной добычи нефти до момента, начиная с которого операционный доход принимает отрицательные значения.

Объемы реализации нефти приняты в 97,2%, т.е. 2,8% от добычи нефти используется на собственные нужды и являются технологическими потерями.

Цена реализации продукции определена в соответствии с существующим положением в Казахстане и на мировом рынке. В данном проекте проектируемая цена на нефть при реализации на внутренний рынок составляет 98 214 тенге/тонн без НДС. На реализацию на внешний рынок по 181 586 тенге/тонн без НДС.

Инфляция для расчета стоимости капитальных вложений, и эксплуатационных затрат принята в размере 1% в год. Инфляция на цену реализации нефти не применялась.

Источники доходов. В расчетах принято, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств, получаемых от реализации проекта, реинвестирования чистой прибыли и использования амортизационных отчислений, в случае недостаточности средств, предприятие может использовать кредит. Экономика предприятия будет основываться на обычной модели по налогообложению.

Источниками доходов настоящего проекта является реализация добываемого на месторождении нефти. Объем реализации нефти принимается за вычетом технологических потерь при добыче и транспортировке, а также за вычетом нефти на собственное потребление и потребности месторождения.

В таблице 3.1. приведен расчет дохода рекомендуемого 2 варианта от реализации нефти. 1 и 3 варианты представлены в Приложениях ПР.

Таблица 3.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год	Объем добычи нефти	Расчет дохода от продажи нефти					Общий доход предприятия (без НДС)
		Объем продаж			Цена реализации нефти		
		всего	на внешний рынок	на внутренний рынок	на внешний рынок	на внутренний рынок	
1	2	3	4	5	6	7	8
2024	46,9	45,6	18,2	27,3	181 586	98 214	5 996 096
2025	47,3	46,0	18,4	27,6	181 586	98 214	6 047 925
2026	47,5	46,2	18,5	27,7	181 586	98 214	6 077 042
2027	48,4	47,1	18,8	28,2	181 586	98 214	6 191 149
2028	54,4	52,9	21,2	31,7	181 586	98 214	6 961 617
2029	89,8	87,3	34,9	52,4	181 586	98 214	11 482 687
2030	132,3	128,6	51,4	77,2	181 586	98 214	16 917 793
2031	180,8	175,7	70,3	105,4	181 586	98 214	23 121 566
2032	231,8	225,3	90,1	135,2	181 586	98 214	29 644 947
2033	284,6	276,6	110,7	166,0	181 586	98 214	36 393 811
2034	322,7	313,7	125,5	188,2	181 586	98 214	41 272 523
2035	324,8	315,7	126,3	189,4	181 586	98 214	41 540 991
2036	322,9	313,8	125,5	188,3	181 586	98 214	41 286 720
2037	320,9	311,9	124,8	187,2	181 586	98 214	41 037 609
2038	319,0	310,1	124,0	186,0	181 586	98 214	40 793 517
2039	317,1	308,2	123,3	184,9	181 586	98 214	40 554 303
2040	315,3	306,5	122,6	183,9	181 586	98 214	40 319 834
2041	307,4	298,8	119,5	179,3	181 586	98 214	39 311 511
2042	299,7	291,3	116,5	174,8	181 586	98 214	38 329 340
2043	292,2	284,1	113,6	170,4	181 586	98 214	37 371 919
2044	284,9	277,0	110,8	166,2	181 586	98 214	36 438 616
2045	277,8	270,1	108,0	162,0	181 586	98 214	35 528 819
2046	270,9	263,3	105,3	158,0	181 586	98 214	34 641 928
2047	264,1	256,7	102,7	154,0	181 586	98 214	33 777 362
2048	257,5	250,3	100,1	150,2	181 586	98 214	32 934 553

2049	251,1	244,1	97,6	146,5	181 586	98 214	32 112 947
2050	244,9	238,0	95,2	142,8	181 586	98 214	31 312 006
2051	238,8	232,1	92,8	139,2	181 586	98 214	30 531 205
2052	232,8	226,3	90,5	135,8	181 586	98 214	29 770 032
2053	226,6	220,3	88,1	132,2	181 586	98 214	28 977 211

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
2054	220,6	214,4	85,8	128,7	181 586	98 214	28 211 464
2055	214,8	208,8	83,5	125,3	181 586	98 214	27 471 137
2056	209,2	203,4	81,3	122,0	181 586	98 214	26 754 746
2057	203,8	198,1	79,2	118,9	181 586	98 214	26 060 961
2058	198,5	193,0	77,2	115,8	181 586	98 214	25 388 580
2059	193,4	188,0	75,2	112,8	181 586	98 214	24 736 517
2060	188,5	183,2	73,3	109,9	181 586	98 214	24 103 788
2061	183,7	178,5	71,4	107,1	181 586	98 214	23 489 496
2062	178,8	173,7	69,5	104,2	181 586	98 214	22 858 638
2063	174,0	169,1	67,6	101,5	181 586	98 214	22 248 988
2064	169,4	164,6	65,9	98,8	181 586	98 214	21 659 416
2065	164,3	159,7	63,9	95,8	181 586	98 214	21 012 181
2066	160,1	155,6	62,2	93,4	181 586	98 214	20 470 018
2067	156,0	151,6	60,6	91,0	181 586	98 214	19 943 692
2068	152,0	147,7	59,1	88,6	181 586	98 214	19 432 580
2069	148,1	143,9	57,6	86,4	181 586	98 214	18 936 099
2070	144,3	140,3	56,1	84,2	181 586	98 214	18 453 696
2071	140,6	136,7	54,7	82,0	181 586	98 214	17 984 852
2072	137,1	133,2	53,3	79,9	181 586	98 214	17 529 073
2073	133,2	129,5	51,8	77,7	181 586	98 214	17 032 806
2074	129,5	125,8	50,3	75,5	181 586	98 214	16 554 567
2075	125,8	122,3	48,9	73,4	181 586	98 214	16 093 388
2076	122,4	118,9	47,6	71,4	181 586	98 214	15 648 374
2077	118,2	114,9	46,0	69,0	181 586	98 214	15 121 320
2078	114,3	111,1	44,4	66,6	181 586	98 214	14 614 368
2079	109,6	106,6	42,6	63,9	181 586	98 214	14 021 002
2080	106,0	103,1	41,2	61,8	181 586	98 214	13 561 302
2081	102,6	99,7	39,9	59,8	181 586	98 214	13 118 113
2082	99,2	96,5	38,6	57,9	181 586	98 214	12 690 725
2083	96,0	93,3	37,3	56,0	181 586	98 214	12 278 470
2084	92,5	89,9	36,0	54,0	181 586	98 214	11 833 322
2085	89,2	86,7	34,7	52,0	181 586	98 214	11 406 852
2086	81,1	78,8	31,5	47,3	181 586	98 214	10 368 668
2087	73,7	71,6	28,7	43,0	181 586	98 214	9 426 234
2088	67,0	65,1	26,1	39,1	181 586	98 214	8 570 659
2089	60,9	59,2	23,7	35,5	181 586	98 214	7 793 881
2090	54,5	53,0	21,2	31,8	181 586	98 214	6 968 855
2091	49,6	48,2	19,3	28,9	181 586	98 214	6 341 593
2092	45,1	43,9	17,5	26,3	181 586	98 214	5 771 730
2093	40,3	39,1	15,7	23,5	181 586	98 214	5 148 559
2094	36,6	35,6	14,2	21,3	181 586	98 214	4 680 424
2095	33,3	32,3	12,9	19,4	181 586	98 214	4 255 185
Итого 2024-2095	12 173,38	11 832,52	4 733,01	7 099,51			1 556 723 896
2096	27,0	26,3	10,5	15,8	181 586	98 214	3 455 057
2097	24,3	23,7	9,5	14,2	181 586	98 214	3 113 007
2098	21,9	21,3	8,5	12,8	181 586	98 214	2 804 819
2099	19,8	19,2	7,7	11,5	181 586	98 214	2 527 142
Итого 2024-2099	12 266,43	11 922,97	4 769,19	7 153,78			1 568 623 920

3.3. Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Были рассмотрены технико-экономические показатели 3-х вариантов разработки.

По первому варианту разработки месторождения расчетный период составляет 87

лет. А рентабельный период-59 лет. Вводится в действие 131 новых добывающих скважин. За рентабельный период суммарная добыча нефти составит 10 354,0 тыс.тонн и достигается КИН 31,1%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 10; 15%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 84 767,8 млн.тенге, 39 027,4 млн.тенге и 20 478,5 млн.тенге. Капитальные вложения составят 36 469,2 млн.тенге. Суммарные поступления, за 59 лет рентабельного периода составят 1 324 064,1 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонн нефти составляет 95 702,1 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 20,1 %.

Третий вариант разработки месторождения предполагает расчетный период 70 лет. А рентабельный период-56 лет. Вводится в действие 190 новых добывающих скважин. За рентабельный период суммарная добыча нефти составит 11 886,6 тыс.тонн и достигается КИН 33,7%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 10; 15%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 106 680,2 млн.тенге, 48 062,4 млн.тенге и 24 421,2 млн.тенге. Капитальные вложения составят 24 596, 4 млн.тенге. Суммарные поступления, за 56 лет рентабельного периода составят 1 520 048,4 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны составит 92 489,3 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 23,1 %.

По второму рекомендуемому варианту разработки месторождения вводится в действие 171 новых добывающих скважин. Расчетный период составляет 76 лет, а прибыльный период составляет– 72 года, в котором будет добыто 12 173,4 тыс.тонн нефти и достигается КИН 34,2%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 10; 15% составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 106 934,8 млн.тенге, 48 273,7 млн.тенге и 25 192,2 млн.тенге. Капитальные вложения составят 21 697,8 млн.тенге. Суммарные поступления, за 72 года рентабельного периода составят 1 556 723,9 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тонны нефти составляет 91 471,2 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 24,3%. Индекс доходности компании по 2 варианту положительный и больше, чем у других вариантах ($PI = 9,3$ при дисконте 10%), что указывает на экономически привлекательный вариант. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.3.3.1.-3.3.2. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

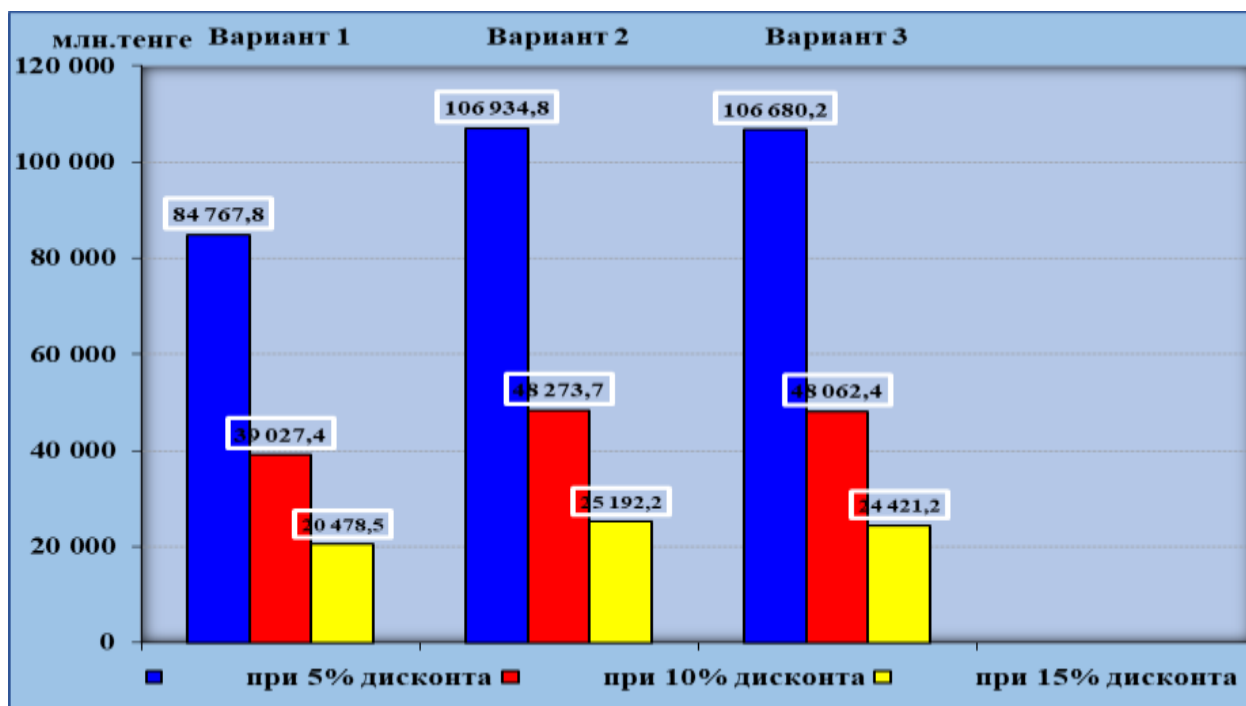


Рисунок 3.3.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 5; 10; 15%, по вариантам за проектный рентабельный период

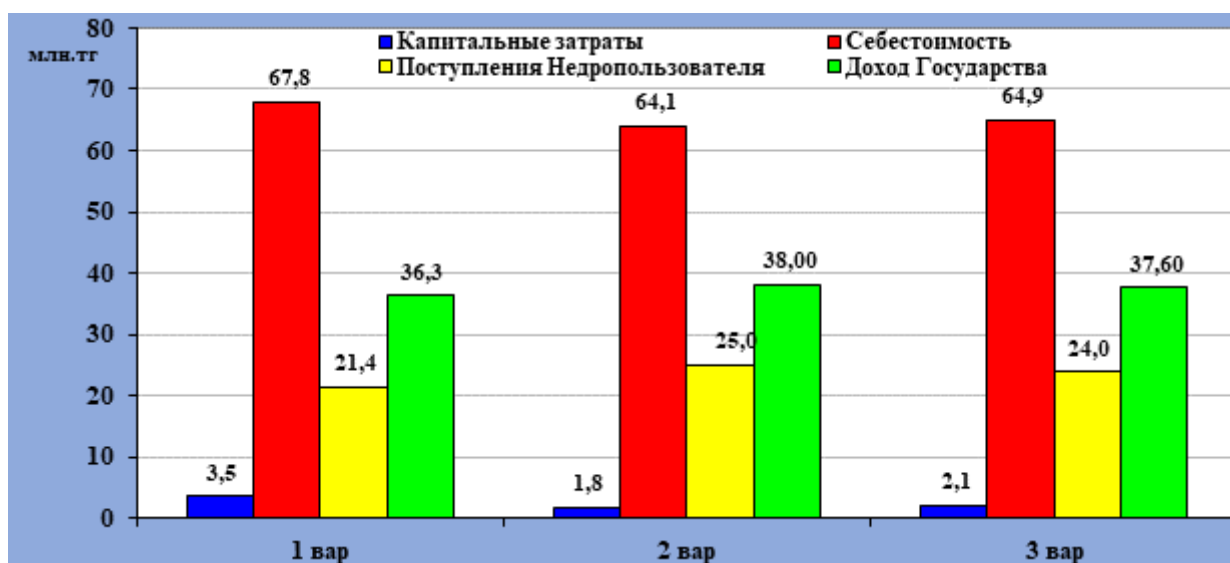


Рисунок 3.3.2 - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Техничко-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)		Вариант 3	
		Расчетный й	Прибыльный й	Расчетный	Прибыльный	Расчетный й	Прибыльный й
1	Период расчета, годы	Итого 2024-2110	Итого 2024- 2082 (59 лет)	Итого 2024- 2099 (76 лет)	Итого 2024- 2095 (72 лет)	Итого 2024-2093	Итого 2024- 2079 (56 лет)

		(87 лет)				(70 лет)	
2	Ввод добывающих скважин, шт.	131	131	171	171	190	190
3	Выбытие скважин, шт.	207	81	193	142	191	97
4	Суммарная добычи нефти, тыс.т	11 730,8	10 354,0	12 266,4	12 173,4	12 619,2	11 886,6
5	Добыча газа попутного, млн.м ³	1 634,9	1 474,3	1 681,6	1 670,4	1 756,6	1 672,34
6	Добыча жидкости, тыс.т	169 900,8	128 365,3	163 219,1	158 550,6	156 928,1	129 523,7
7	Закачка воды, тыс.м ³	234 084	179 074	225 324	219 089	218 163	181 765
8	Суммарная продажа нефти, тыс.т	11 402,3	10 064,1	11 923,0	11 832,5	12 265,9	11 553,8
9	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	1 500 126,0	1 324 064,1	1 568 623,9	1 556 723,9	1 613 738,3	1 520 048,4
10	Эксплуатационные затраты ,без амортизации, млн.тенге	1 206 145,0	989 435,7	1 128 582,9	1 111 961,4	1 230 470,4	1 097 903,6
	- прямые затраты	657 843,3	523 384,1	590 045,6	579 047,3	673 987,8	589 513,4
	- налоги и платежи, относимые на вычеты	327 303,1	281 904,1	328 428,6	325 923,4	347 857,9	321 267,6
	- расходы периода	220 998,6	184 147,5	210 108,7	206 990,6	208 624,7	187 122,6
	в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	6 622,6	5 622,5	6 018,4	5 971,1	5 935,0	5 397,4
11	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	1 207 862,2	990 899,9	1 130 147,3	1 113 513,8	1 232 091,8	1 099 382,0
12	Средние общие затраты на 1 т нефти, тенге/т, с учетом амортизации	102 965,1	95 702,1	92 133,3	91 471,2	97 636,1	92 489,3
13	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	36 804,6	36 469,2	21 828,3	21 697,8	24 822,1	24 596,4
	- в строительство скважин	32 140,6	31 805,2	15 687,3	15 556,9	17 829,7	17 603,9
	- в нефтепромысловое строительство	4 664,0	4 664,0	6 141,0	6 141,0	6 992,4	6 992,4
14	Удельные капитальные вложения, тенге/т	3 137,4	3 522,2	1 779,5	1 782,4	1 967,0	2 069,3
15	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 10 %, млн.тенге	38 996,2	39 027,4	48 269,8	48 273,7	47 977,7	48 062,4
16	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	13,7%	20,1%	23,6%	24,3%	18,0%	23,1%
17	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	180 484,2	221 342,7	299 748,3	304 594,2	246 076,6	285 126,2
18	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	497 356,0	404 340,3	519 073,3	509 795,8	520 849,3	472 820,7
19	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	33,4%	31,1%	34,3%	34,2%	34,9%	33,7%

4. ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном проекте были рассмотрены и рассчитаны технологические показатели по трем вариантам разработки. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество проектных скважин для бурения.

4.1. Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, погребения объекта, выполнение отдельных работ)

Ниже приведены результаты проектных расчетных вариантов за проектно-рентабельный период разработки по месторождению.

Вариант 1.

Проектный период разработки – 2024 – 2082 годы.

Вариант 2 (рекомендуемый).

Проектный период разработки – 2024 – 2095 годы.

Вариант 3.

Проектный период разработки – 2024 – 2079 годы.

Согласно технико-экономическим расчетам к реализации рекомендуется вариант 2.

4.2. Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Для достижения цели данным проектом используются 3 варианта разработки, согласно техническому проекту, которые описаны ниже.

4.3. Различная последовательность работ

Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения было рассмотрено 3 варианта разработки продуктивных горизонтов месторождения Коньс.

Вариант 1 - базовый вариант.

В соответствии с «Единых правил ...» [12] в качестве базового варианта рекомендовано рассматривать продолжение реализации утвержденного в предыдущем Проектном документе варианта разработки. Напомним, что проектный документ – Анализ разработки месторождения Коньс [20], также предусматривал продолжение реализации основного проектного документа [17]. Поэтому в качестве базового варианта в настоящем Проекте разработки рассмотрен вариант продолжения разработки сложившейся системой разработки существующим фондом скважин и оставшейся 131 проектными скважинами и на 1 объекте зарезка боковых стволов в низко продуктивных скважинах в количестве 50 скважин.

Рассматриваются геолого-технические мероприятия направленные с реабилитацией существующего фонда скважин. Это выводы из бездействия и наблюдательного фонда, переводы скважин в другие категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д.

Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 401 ед. и нагнетательных – 183 ед.

Вариант 2 предусматривает оптимизацию и совершенствование существующей системы разработки. По основным положениям аналогичен варианту I (система воздействия). В этом варианте с целью уплотнения сетки скважин предусматривается бурение дополнительных 40 добывающих скважин (всего проектных вертикальных 171 ед.). Предусматривается перевод 13 добывающих скважин под закачку воды после отработки их на нефть, с целью вовлечения дополнительных запасов нефти в активную разработку и поддержания пластового давления.

В данном варианте не предусматривается бурение боковых стволов по отрицательным результатам бурения 11 боковых стволов в существующих вертикальных скважинах в период 2012-2014 гг.

В качестве основного метода увеличения производительности скважин путем воздействия на призабойную зону пластов рекомендуется проведение гидроразрыва пластов.

Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 439 ед. и нагнетательных – 185 ед.

Вариант 3 направлены на достижение максимальной величины нефтеотдачи и предусматривают охват объектов разработки дополнительным бурением 19 скважин (всего проектных вертикальных 171 ед., горизонтальных – 19 ед.) с применением технологии полимерного заводнения. Как известно, определяющим фактором, влияющим на охват пласта заводнением, является отношение подвижностей нефти и вытесняющего агента. Добавление полимера в нагнетаемую воду за счет увеличения вязкости и снижения проницаемости по воде способствует выравниванию подвижностей агента и нефти, что способствует увеличению объемов добычи нефти. Подробнее описывается в разделе 12.

Также по данному варианту предусматривается проведение опытно-промысловых испытаний технологии повышения нефтеотдачи путем радиального бурения скважины. В горизонтальной плоскости в стороны от основного ствола формируются боковые стволы длиной до 100 м, которые создают дополнительные каналы для притока жидкости, а также позволяют проводить химические обработки, ГРП.

Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 458 ед. и нагнетательных – 185 ед.

4.4. Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5. Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

Основные объекты разработки месторождения Коньис являются залежи нижнемеловых и верхнеюрских отложений. Всего по результатам бурения скважин, данных ГИС и испытания скважин в настоящее время в разрезе месторождения Коньис 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. Средние значения плотности нефти в поверхностных условиях по горизонтам изменяются от 0,819 до 0,833 г/см³.

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 соответствии с «Едиными правилами ...» [12] эксплуатационный объект или объект разработки – это отдельный продуктивный пласт, группа пластов или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин. Выделенный объект разработки должен располагать достаточными удельными запасами нефти на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации.

В действующем проектном документе «Дополнение к уточненному проекту промышленной разработки месторождения Коньс по состоянию на 01.01.2016 г.» [17] было выделено 4 самостоятельных эксплуатационных объекта и 2 возвратных объекта 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. 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.

На текущей стадии изученности и представлении о геологическом строении месторождения, а также оценки геологических запасов нефти, а также с учетом вышеперечисленных критериев, рекомендуется возвратный объект 2 выделить как самостоятельный V объект разработки.

Следовательно выделение эксплуатационных объектов будет выглядеть следующим образом:

- **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.
- **V объект** – газонефтяная залежь нижнемелового горизонта М-0-3.
- **1 возвратный объект** – нефтяная залежь верхнеюрского горизонта Ю-0-2 юго-западного участка.

I эксплуатационный объект

Залежь нижнего мела (горизонт М-II) являются основным объектом разработки месторождения. На данный объект разработки составлено 3 варианта разработки, отличающихся фондом добывающих скважин, количеством скважин из бурения и применением новых технологий. В качестве первого базового варианта был принят вариант, продолжающий реализацию сложившейся системы разработки с системой ППД. Вариант 2 и 3 предусматривает уплотнение существующей сетки скважин путем ввода из бурения добывающих скважин в неохваченные бурением зоны. В варианте 3 дополнительно применяется технология полимерного заводнения, а также в качестве ОПИ рассматривается радиальное бурение одной скважины. Разработка будет вестись с существующей системой ППД, закачкой воды для приконтурного заводнения и газа в газовую шапку на северном своде, и применением площадного заводнения на южном своде. Ниже дана подробная характеристика трех вариантов разработки.

I вариант – базовый вариант. На основе текущего состояния разработки предусматривается продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией существующими добывающими скважинами и оставшихся 101 проектных скважин. Планируется перевод одной добывающей скважины после отработки на нефть переводить под закачку воды. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 309 и 162 ед. соответственно.

II вариант. На основе варианта I рассматривается дополнительное бурение 32 новых добывающих скважин. Скважины будут расположены с плотностью 4 га/скв. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 341 ед., нагнетательных – 162 ед.

III вариант. Вариант с целью уплотнения сетки скважин и вовлечения в разработку невыработанных зон объекта предусматривает ввод из бурения 150 добывающих скважин: из них 131 ед. вертикальных и 19 горизонтальных 19 ед. Дополнительно применяется технология полимерного заводнения, а также проведение опытно-промысловых испытаний технологии повышения нефтеотдачи путем радиального бурения одной скважины. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 358 ед., нагнетательных – 162 ед.

II эксплуатационный объект

Для данного объекта были рассмотрены также 2 варианта разработки, отличающихся фондом добывающих скважин и системой воздействия на пласт. Базовый вариант, как и для первого объекта, продолжает реализацию сложившейся текущей системы разработки. Второй вариант предусматривает разработку объекта с уплотнением сетки скважин путем бурения добывающих скважин. Подробное описание вариантов разработки приведены ниже. Для укрепления системы ППД с площадным заводнением рекомендуется перевод под нагнетание 2 добывающих скважин после выработки удельных запасов нефти.

I вариант – базовый вариант. Предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с ППД и оставшихся 10 проектных скважин. Для укрепления системы ППД предлагается перевести 2-х добывающих скважин под нагнетание. Максимальный фонд эксплуатационных скважин составляет: 18 добывающих и 5 нагнетательных скважин.

II вариант – на основе сценарии разработки варианта I продолжается бурение дополнительных добывающих скважин в сводовой части структуры в количестве 11 ед. Максимальный фонд эксплуатационных скважин составляет: 19 добывающих и 5 нагнетательных скважин.

III эксплуатационный объект

Для объекта I рассмотрены 3 варианта разработки, различающихся количеством добывающих скважин, количеством скважин из бурения и системой воздействия на пласт. В качестве первого базового варианта был принят вариант, продолжающий реализацию сложившейся системы разработки с бурением 10 добывающих скважин с системой ППД. Вариант 2, 3 предусматривают уплотнение существующей сетки скважин путем ввода из бурения добывающих скважин в неохваченные бурением зоны. Разработка будет вестись с существующей системой ППД, закачкой воды для площадного заводнения. Ниже дана подробная характеристика двух вариантов разработки.

I вариант – базовый вариант. На основе текущего состояния разработки предусматривается продолжение реализуемой системы разработки с эксплуатацией существующими добывающими скважинами и оставшихся 10 проектных скважин. Для укрепления системы ППД с площадным заводнением рекомендуется перевод под нагнетание 3 добывающих скважин после выработки удельных запасов нефти, а также перевод нагнетательных скважин 5 с I объекта. Максимальный фонд добывающих и нагнетательных скважин – 46 и 10 ед. соответственно.

II вариант. Вариант с целью уплотнения сетки скважин и вовлечения в разработку невыработанных зон объекта предусматривает ввод из бурения 4 вертикальных добывающих скважин. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 50 ед., нагнетательных – 10 ед.

III вариант. Вариант с целью уплотнения сетки скважин и вовлечения в разработку невыработанных зон объекта предусматривает ввод из бурения дополнительно 2-х добывающих скважин. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 52 ед., нагнетательных – 10 ед.

IV эксплуатационный объект

На данный объект разработки составлено 2 варианта разработки, отличающихся фондом добывающих скважин. 1-ый вариант предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с ППД и бурением оставшихся 10 проектных добывающих скважин. Вариант 2 предусматривает бурение 9 проектных скважин системой ППД, закачкой воды для приконтурного заводнения. Ниже дана подробная характеристика двух вариантов разработки.

I вариант – базовый вариант. На основе текущего состояния продолжится реализация текущей системы разработки с ППД и бурением 10 проектных скважин. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин составит 14 ед., нагнетательных – 5 ед.

II вариант. Вариант предусматривает ввод из бурения 9 вертикальных добывающих скважин. Применение приконтурного заводнения за счет перевода 3-х скважин под нагнетание из добывающего фонда. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 14 ед., нагнетательных – 9 ед.

V эксплуатационный объект

Для данного объекта были рассмотрены также 2 варианта разработки, отличающихся фондом добывающих скважин и системой воздействия на пласт. Базовый вариант, как и для первого объекта, продолжает реализацию сложившейся текущей системы разработки. Второй вариант предусматривает разработку объекта с уплотнением сетки скважин путем бурения 4-х добывающих скважин. Подробное описание вариантов разработки приведены ниже. Для укрепления системы ППД с площадным заводнением рекомендуется перевод под нагнетание 3 добывающих скважин после выработки удельных запасов нефти.

I вариант – базовый вариант. Предусматривает продолжение реализуемой системы разработки с ППД. Для укрепления системы ППД предлагается перевести 3-х добывающих скважин под нагнетание. Максимальный фонд эксплуатационных скважин составляет: 8 добывающих и 4 нагнетательных скважин.

II вариант – на основе сценарии разработки варианта I продолжается бурение дополнительных добывающих скважин в сводовой части структуры в количестве 4 ед. Максимальный фонд эксплуатационных скважин составляет: 10 добывающих и 6 нагнетательных скважин.

Возвратный эксплуатационный объект 1

Для данного объекта был рассмотрен 1 вариант разработки, продолжает реализацию сложившейся текущей системы разработки. Предусматривает перевод добывающих скважин IV объекта разработки в количестве 6 ед. Предусмотрена система ППД переводом нагнетательной скважины ЮК-23 с IV объекта разработки. Максимальный фонд эксплуатационных добывающих скважин достигает 8 ед., нагнетательных – 1 ед.

Ввод скважин по годам предусматривает работу 1-2 буровых станков с производительностью до 10 скважин в год каждый. Проектная глубина скважин по стволу на объектах составляет 1350 м. Проектные дебиты скважин по нефти, вводимых из бурения, приняты на уровне средних текущих дебитов пробуренных новых скважин и составляют по объектам разработки в среднем рассчитаны для I и V объекта 9 т/сут, для II объекта – 8 т/сут, для III и IV объектов – 5 т/сут. Местоположение проектных и пробуренных скважин по объектам и по вариантам разработки приведены в графических приложениях 25-32.

4.6. Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

В географическом отношении месторождение Коныс расположено в юго-западной части Торгайской низменности, в административном отношении находится на территории Сырдарьинского (бывшего Теренозекского) района Кызылординской области Республики Казахстан.

Административный центр г. Кызылорда находится в 120 км к югу от месторождения и связан железной дорогой с промышленными центрами страны. Ближайшими населенными пунктами, являются г. Джебказган и станция Жусалы, которые находятся на

расстоянии, соответственно, 280 км к северо-западу и 90 км к юго-западу от месторождения.

Расстояние до местных населенных пунктов расположено с соблюдением требований приказа и. о. министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Дорожная сеть представлена грунтовыми и полевыми дорогами. Доставка персонала промысла осуществляется автотранспортом из г. Кызылорды.

4.7. Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Отсутствуют иные характеристики намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

5. ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1. Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Коныс), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2. Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

5.3. Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – разработка месторождения Коныс.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения. В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран 2 рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

5.4. Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности на период проектируемых работ (сырье и материалы), будут закупаться у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5. Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Территория месторождения в административном отношении расположена в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

Административный центр г. Кызылорда находится в 120 км к югу от месторождения и связан железной дорогой с промышленными центрами страны. Ближайшими населенными пунктами, являются г. Джебказган и станция Жусалы, которые находятся на расстоянии, соответственно, 280 км к северо-западу и 90 км к юго-западу от месторождения.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на юге месторождения Бектас, Аксай, на востоке месторождение Нуралы и Кумколь, расположенное в 70 км на юго-восток, нефть с которого по трубопроводу Кумколь-Каракойн доставляется до магистрального нефтепровода Павлодар-Шымкент.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6. ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1. Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

При проведении проектируемых работ по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве планируемых работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2. Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

На данной местности отсутствуют деревья, кустарники и другие зеленые насаждения.

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время автотранспортных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

При проведении планируемых работ вырубки или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении планируемых работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

6.3. Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Общая характеристика почв

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 (более подробное описание в разделе 1.1.5):

- ⌘ 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;

т Солончаки соровые.

Состояние почв

Территория площади работ, на которой будут проводиться работы, находится в малонаселенной местности, вдали от крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов. Местное население использует данную территорию как малопродуктивные пастбища.

Объекты месторождения оказывают только локальное воздействие на состояние почвенного покрова территории. Большая часть территории остается в ненарушенном состоянии.

Антропогенная трансформация почв, в пределах характеризуемой территории, обуславливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами. В зависимости от характера антропогенного воздействия трансформация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, нарушении мощности генетических горизонтов, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв; нарушении водного режима; химическом загрязнении почв.

Наиболее значительное место по охватываемой территории в пределах контрактной территории занимает трансформация почв, обусловленная *сельскохозяйственными факторами*.

Пастбищная дигрессия почвенного покрова происходит в результате перегрузки угодий скотом и интенсификации выпаса и является причиной нарушений почвенного покрова. При этом поверхность почвы вытаптывается, распыляется и подвергается дефляции, ухудшаются физико-химические и водно-физические свойства почв. Интенсивный выпас является причиной потери до 30 % содержания гумуса, 20-50 % элементов питания растений, до 10% емкости поглощения. Помимо этого, в поверхностных горизонтах наблюдается увеличение количества воднорастворимых солей и карбонатов.

Высокая степень деградации почвенного покрова обуславливается *техногенными факторами* воздействия, которые вызывают:

- механическое нарушение почвенного профиля и создание антропогенных форм рельефа;
- изменение водного режима почв;
- изменения в режиме соленакопления почв;
- химическое загрязнение почв и засорение их различными отходами.

При этом, как показывает практика, все эти виды техногенного воздействия взаимосвязаны между собой и приводят к коренным изменениям в свойствах почв.

Техногенные линейные нарушения почвенного покрова при их кажущейся локальности могут занимать большие площади. При проложении трубопроводов и асфальтированных трасс площадь нарушенных земель без учета косвенного влияния на почвенно-растительный покров по различным оценкам составляет от 2,3-2,5 до 4 км² на 100 км, для действующих грунтовых дорог - от 0,8 до 2 км². Зона косвенного влияния техногенных нарушений, связанных с изменением водного и солевого режима, состава растительности прилегающих территорий, захватывает территорию в 2-3 раза больше.

Дорожная дигрессия почв является неизбежной составляющей любого вида антропогенного воздействия.

В качестве одной из основных причин деградации физических свойств почв вследствие транспортных нагрузок выступает переуплотнение почв. При уплотнении почв образуется глыбистая малопористая структура, увеличивается количество горизонтально ориентированных пор, снижается наименьшая влагоемкость, коэффициент фильтрации и влагопроводности, что даже при незначительных уклонах поверхности приводит к ускоренному развитию процессов водной эрозии. На легких по механическому составу почвах уничтожение растительности и нарушение структурного состояния поверхностных горизонтов приводит к образованию очагов дефляции.

Проложение профилированных дорог сопровождается возведением насыпей и выемкой грунта, что приводит к необратимым нарушениям почвенного покрова, а обнажение засоленных подстилающих пород и изменение водного режима по задирам при интенсивном испарении приводит, как правило, к образованию вторичных техногенных солончаков. В результате вдоль дорог создается зона отчуждения шириной до 30 м.

Помимо профилированных грейдерных дорог, в пределах контрактной территории проложены многочисленные грунтовые дороги, которые образуют особенно густую сеть вокруг поселков, а также сопровождают все линии коммуникаций.

В целом *дорожно-транспортные нарушения* почвенного покрова можно условно разделить на:

- очень сильные, приуроченные в первую очередь к грейдерным автомобильным трассам, а также грунтовым дорогам круглогодичной интенсивной эксплуатации с многочисленными дублирующими колеями, приведшие к необратимым нарушениям до непроходимости и, как следствие, к образованию параллельных колеи - около 10 % от общей протяженности;

- сильные, характеризующиеся необратимыми нарушениями без образования дублирующих колеи, но с тенденцией к усилению процессов деградации (основные региональные грунтовые дороги постоянной эксплуатации) - около 40 %;
- умеренные, приуроченные к дорожной сети временной или редкой эксплуатации (дороги, связующие законсервированные скважины, различные объездные и пр.) - около 30 %;
- слабые, связанные с единовременным или непродолжительным воздействием, находящиеся в стадии самовосстановления растительного и почвенного покрова - около 20 %.

Селитебно-промышленная деградация почв связана с полным уничтожением естественного почвенного покрова и помимо участков размещения жилых строений захватывает большую территорию вокруг населенных пунктов, которая является зоной многопланового антропогенного воздействия, характеризующегося образованием техногенного рельефа положительных (насыпи, валы) и отрицательных форм (выемки, траншеи), сопровождаемым техногенной турбацией (потеря горизонтальной стратификации, уплотнение, перемешивание субстратов разных горизонтов), денудацией (формирование почв с неполным или укороченным профилем), погребением почв извлеченными на поверхность подстилающими породами, загрязнением различного рода промышленными и бытовыми отходами.

Следствием интенсивных механических нарушений почвенного покрова является развитие процессов ветровой эрозии почв легкого механического состава, вторичное засоление почв, изменение водного режима почв как в сторону усиления гидроморфизма (по отрицательным техногенным формам рельефа - обочины дороги, ямы, траншеи и т.п.), так и уменьшения - по положительным (валы, насыпи и пр.).

Нарушения почвенного покрова подобного рода являются необратимыми и приводят к образованию полностью трансформированных загрязненных и засоленных почвогрунтов и характеризуются как крайняя степень деградации почв.

Выбор критериев экологической оценки состояния почв определяется спецификой их местоположения, генезисом, буферностью, а также разнообразием их использования. В оценке экологического состояния почв основными показателями степени экологического неблагополучия являются критерии физической деградации, химического и биологического загрязнений.

Засоление почв

На состояние почвенного покрова исследуемой территории оказывают большое влияние экзогенные геологические процессы, такие как карст, овражная эрозия, оползни, движение и развевание песков, засоление.

На территории получили распространение пустынные ландшафты приподнятых равнин, сложенные, в основном, глинистыми отложениями, пересеченные долинами временных водотоков с небольшими понижениями - такырами и сорами, являющимися местными базисами эрозии. Общей чертой этих ландшафтов является маломощность почвенного покрова, его неравномерная, но, в общем, высокая степень засоления, наличие многочисленных обширных по площади солонцов. Результаты опробования почв и грунтов до глубины 1 м, показывают, что на месторождении преобладает сульфатный и сульфатно-хлоридный тип засоления. При этом на равнинных участках содержание солей в почвах варьирует в пределах 0,25-2,87 %.

Незаселенные и слабозасоленные почвы встречаются только в тальвегах и нижних частях бортов долин временных водотоков. Незаселенные грунты характерны также для такыров, представляющих собой понижения в рельефе, куда весной поступают талые воды, несущие с собой огромное количество мелкозема. Вода в них может стоять с апреля по июнь. Каждый год здесь выпадает в осадок значительный слой суглинка, что мешает поселиться растительности.

В районах соров и солончаков, представляющих собой котловины, где разгружаются грунтовые воды и происходит интенсивное испарение воды и накопление солей, наоборот, отмечается очень сильное засоление почв и грунтов.

6.4. Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

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.

Гидрографическая сеть и гидрологические условия района расположения участка

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.

Характеристика подземных вод

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 (аQIII) 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 низезалегающие подземные воды верхнемелового возраста.

Воды спорадического распространения верхнеплиоценовых отложений (N2 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 (K2sn). 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. Водоупором служат глины туронского возраста.

Водоносный горизонт туронских отложений (K2t) в пределах территории имеет повсеместное распространение. На значительной площади выходит на дневную поверхность. Водовмещающими породами являются, преимущественно пестроцветные, мелкозернистые, слюдистые пески. Подстилаются они сероцветными глинистыми образованиями сеноманского 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 (K2s) 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 (K1al) 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 дм³ /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.

6.5. Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Согласно данным мониторинговых исследований, проведенных в 4 квартале 2023 года, мониторинг состояния атмосферного воздуха осуществлялся специалистами ТОО «Сыр-Арал сараптама».

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферный воздух:

- наблюдения за состоянием эмиссий ЗВ атмосферного воздуха;
- инструментальные замеры выбросов ЗВ в атмосферный воздух;
- изучение степени влияния производственной деятельности на атмосферный воздух.

Как показали результаты проведенных измерений максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.1.
Таблица 6.1 - Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)		0,04		3
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,01	0,001		2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4
0343	Фториды неорганические хорошо растворимые - (натрия фторид, натрия гексафторид) (Фториды неорганические хорошо растворимые /в пересчете на фтор/) (616)	0,03	0,01		2
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03		2
0410	Метан (727*)			50	
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3
0621	Метилбензол (349)	0,6			3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3

6.6. Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании работ учитываются требования в области ООС. Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования, применяются при разработке проектной документации.

Используемое современное оборудование, оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

При строительстве скважин сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной археологической экспертизы участков в измененных границах;
- при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7. ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1. Строительство и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

При проведении проектируемых работ по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- территории Аральского моря (в том числе заповедной зоны), особо охраняемых природных территорий, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;

- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;

- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;

- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает дополнительное изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохранных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных объектов.

Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2. Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Намечаемая деятельность предусматривает разработку месторождения Коныс.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике местности. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран 2 рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за состоянием испытания скважины и скважинного оборудования, охране недр, окружающей среды.

Месторождение Коныс открыто в 1989 году получением газового фонтана из скважины №1 при опробовании отложений арыскупского горизонта нижнего мела. Данное месторождение разрабатывает ТОО СП «Куатамлонмунай».

Площадь горного отвода составляет 9091,9 га. Географические координаты горного отвода: Угловая точка №1 46° 05' 00" с.ш., 65° 03' 50" в.д.; Угловая точка №2 46° 02' 30" с.ш., 65° 08' 10" в.д.; Угловая точка №3 46° 01' 30" с.ш., 65° 06' 30" в.д.; Угловая точка №4 46° 00' 30" с.ш., 65° 07' 40" в.д.; Угловая точка №5 45° 59' 30" с.ш., 65° 07' 30" в.д.; Угловая точка №6 45° 57' 30" с.ш., 65° 10' 30" в.д.; Угловая точка №7 45° 56' 30" с.ш., 65° 07' 45" в.д.; Угловая точка №8 45° 54' 20" с.ш., 65° 08' 20" в.д.; Угловая точка №9 45° 54' 00" с.ш., 65° 07' 30" в.д.; Угловая точка №10 45° 56' 00" с.ш., 65° 05' 50" в.д.; Угловая точка №11 45° 57' 00" с.ш., 65° 04' 00" в.д.; Угловая точка №12 46° 00' 00" с.ш., 65° 04' 40" в.д.; Угловая точка №13 46° 01' 30" с.ш., 65° 04' 00" в.д.; Угловая точка №14 46° 02' 30" с.ш., 65° 01' 30" в.д.; Угловая точка №15 46° 04' 30" с.ш., 65° 02' 30" в.д.

Рентабельный период для 2-го (рекомендуемого) варианта составил: – 2024-2095 гг.

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности,

разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

Согласно «Проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) для ТОО СП «КУАТАМЛОНМУНАЙ» на 2023 год» (Заключение ГЭЭ №: KZ52VCZ03167087, дата выдачи 29.12.2022 г.) от существующего оборудования выбросы ориентировочно составляют 87,812272888 г/с и 911,76012737 тонн/г.

При реализации 2 рекомендуемого варианта наибольший годовой выброс ожидается в 2034 году при наибольшем фонде добывающих скважин и от дополнительного технологического оборудования, ориентировочное количество загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу, составит 16,914485 г/с и 534,185142 тонн/г.

Также при реализации 2 рекомендуемого варианта планируется бурение 171 скважины + бурение 2 оценочных кважин. При бурении одной скважины выбросы составят ориентировочно 5,2992 г/с и 9,5010 тонн/г.; при бурении 171 скважины + 2 оценочных скважин выбросы составят ориентировочно 906,1693 г/с и 1643,6714 тонн/г.

Подробности по наименованию загрязняющих веществ и выбросы других вариантов представлены в главе 1.8.1.

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

При строительстве скважин сбросы загрязняющих веществ в естественные водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены, данным проектом не рассматриваются.

При строительстве скважин по рекомендуемому 2 варианту объем водопотребления составит 72495,477 м3/период бурения.

Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются коммунальные отходы. Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке,

обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета и фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период бурения скважин при реализации 2 рекомендуемого варианта (171 скв. + 2 оценоч. скв.):

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год (2 рекомендуемый вариант)
Всего	-	56030,8767
в том числе отходов производства	-	55171,6030
отходов потребления	-	859,2737
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	25747,4689
Отработанный буровой раствор	-	29194,8226
Автошины	-	188,1029
Отработанные аккумуляторы	-	21,3828
Отработанные масла	-	17,2654
Не опасные отходы		
Огарки электродов	-	2,5604

ТБО	-	859,2737
Зеркальные		
-	-	-

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период эксплуатации по рекомендуемому 2 варианту не представлена, в связи с тем, что, месторождение является действующим месторождением со сложившейся структурой обслуживающего и управленческого персонала и дополнительного образования отходов не предвидится.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами учтены требования ст 320 ЭК о временном складировании отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Также учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам на месторождении не предусмотрено.

11. ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1. Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2. Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным.

Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций на рассматриваемой территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ;
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3. Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – низкая.

11.4. Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

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.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия.

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 технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

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 химреагентов, ГСМ;
- разливы 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.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5. Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду

Проведение проектных работ требует оценки экологического риска данного вида работ. Оценка экологического риска необходима для предотвращения и страхования возможных убытков и ответственности за экологические последствия аварий, которые потенциально возможны при проведении, практически, любого вида человеческой производственной деятельности.

Оценка экологического риска намечаемых проектных решений в процессе проведения проектируемых работ включает в себя рассмотрение следующих аспектов воздействия:

- комплексную оценку последствий воздействия на окружающую среду при нормальном ходе проектируемых работ;
- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом технического уровня оборудования;

- оценку вероятности аварийных ситуаций с учетом наличия опасных природных явлений;
- оценку ущерба природной среде и местному населению;
- мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций;
- мероприятия по ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из матрицы.

В матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение производственной деятельности предприятия.

Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятности, возможны в течение срока производственной деятельности.

Уровень тяжести воздействия определяется, в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду, для каждого из компонентов.

Уровень экологического риска (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

- низкий - приемлемый риск/воздействие.
- средний – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;
- высокий – риск/воздействие не приемлем.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий является готовность к ним – разработка вариантов возможного развития событий при аварии и методов реагирования на них.

В процессе строительства скважины могут возникнуть следующие осложнения процесса бурения:

- открытое фонтанирование,
- поглощение промывочной жидкости – частичное или катастрофическое,
- поглощение тампонажного раствора – частичное или катастрофическое,
- нарушение устойчивости пород стенок скважины,

- искривление вертикальности скважины.

Для предупреждения оставления шарошек при разбурировании цементных пробок необходимо не передерживать работу долота на забое, не использовать долото вторично.

Для предупреждения падения посторонних предметов необходимо предусмотреть использование устройства, предупреждающего падение посторонних предметов в скважину.

В целом, для недопущения различных неблагоприятных ситуаций, недропользователи обязаны соблюдать экологические требования, предусмотренные статьей 397 Экологического кодекса Республики Казахстан.

В процессе проведения проектируемых работ существуют природные и техногенные опасности, каждая из которых может стать причиной возникновения аварийной ситуации.

Природные опасности отличаются очень низкой вероятностью за год и в условиях области наиболее вероятными могут быть сильные ветра и высокая температура.

Антропогенные опасности создают более значительный риск возникновения аварийных ситуаций, таких как: нарушение технологии, пожары из-за курения или работы в зимнее время с открытым огнем, технологическая недисциплинированность и др.

Экологические последствия таких ситуаций очень серьезны. Вероятность наступления подобных ситуаций целиком зависит от уровня руководства коллективом и профессионализма персонала.

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды (без учета воздействия на работающий персонал и геологическую среду) при возникновении аварийных ситуаций, представлен в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Компонент окружающей среды	Масштаб воздействия			Суммарная значимость воздействия
	интенсивность воздействия	пространственный	временной	
Атмосферный воздух	Слабая (2)	Точечный (1)	Кратковременный (1)	Низкая (2)
Подземные воды	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Почва	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Растительность	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)
Животный мир	Слабая (2)	Локальная (2)	Кратковременный (1)	Низкая (4)

Уровень тяжести воздействия на геологическую среду при возникновении аварийных ситуаций, связанных с поглощением буровых растворов и межпластовых перетоков в процессе строительства скважин, представлен в таблице 11.2.

Таблица 11.2

Компонент окружающей среды	Масштаб воздействия			Суммарная значимость воздействия
	интенсивность воздействия	пространственный	временной	
Подземные воды	Умеренная (3)	Локальная (2)	Временный (2)	Средняя (12)
Геологическая среда	Умеренная (3)	Локальная (2)	Временный (2)	Средняя (12)

Оценка уровня экологического риска приведена в таблице 11.3.

Уровень экологического риска аварий в процессе разработки месторождения является «**низкий**» - приемлемый риск/воздействие.

Уровень экологического риска аварий, связанных с поглощением буровых растворов и межпластовых перетоков, в процессе строительства скважин является «**средний**» - риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем.

Таблица 11.3 – Матрица оценки риска аварии

Значимость воздействия	Последствия (воздействия) в баллах							Частота аварий (число случаев в год)					
	Компоненты природной среды							$<10^{-6}$	$\frac{\geq 10^{-6}}{6 < 10^{-4}}$	$\frac{\geq 10^{-4}}{4 < 10^{-3}}$	$\frac{\geq 10^{-3}}{3 < 10^{-1}}$	$\frac{\geq 10^{-1}}{1 < 1}$	≥ 1
	Атмосферный воздух	Поверхностные воды	Подземные воды	Недра	Почвенный покров	Ландшафт	Растительный мир	Практически невозможная авария	Редкая авария	Маловероятная авария	Случайная авария	Вероятная авария	Частая
0-10	х		х		х		х				xxxxxx		
11-21													
22-32													
33-43													
44-54													
55-64													

- Низкий риск (терпимый)
 - Средний риск (требуется снижение воздействия)
 - Высокий риск (неприемлемый)

11.6. Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при работах по разработке на предприятии:

- Разработан специализированный план аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии предусмотрены специальные службы, которые выполняет следующие основные мероприятия:

- Обеспечивают ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Обеспечивают вспомогательные работы на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведет контроль за планировочными работами;
- Проводится строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Проводится контроль технического состояния оборудования;
- Своевременно и качественно проводится техническое обслуживание и ремонт;
- При высоких скоростях ветра (10 м/с и более) слив и налив ГСМ прекращаются;
- Предусматриваются обваловки на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- Принимаются эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- Проводится использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- Предусмотрен контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- Проводится планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- Используются системы или методы математического моделирования аварийных ситуаций;
- Задействована система автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- Предусмотрена регулярная откачка и вывоз хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;

- Движение автотранспорта на месторождении регулируется типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- Рабочие и ИТР обеспечиваются спецодеждой, средствами индивидуальной защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливаются передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголок по технике безопасности.
- Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.7. Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению

людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Плане ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8. Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке, проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций, которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12. ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ

12.1. Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ:

- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;
- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;
- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;

- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;
- предусмотрение мероприятий по пылеподавлению при выполнении земляных, транспортных работ.
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
- для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации.

12.2. Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

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 могут быть:

- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – носит организационно-технический характер и не приводит к снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40 % за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;

- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.

- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 50 % и более:

- ограничение работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки.
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, 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.

12.3. Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения

В соответствии с пунктом 5 статьи 120 Водного кодекса РК недропользователи должны принимать меры по охране подземных вод при проведении недропользователем операций по недропользованию, при геологическом исследовании недр, разведке и добыче полезных ископаемых, строительстве и эксплуатации подземных сооружений, недропользователи должны принимать меры по принятию мер по предупреждению истощения.

Для предотвращения загрязнения вод предпринят ряд проектных решений, обеспечивающий их безопасность:

- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- цементирование заколонного пространства до земной поверхности – до устья;
- применение качественного цемента с улучшающими химическими добавками;
- изоляции флюидосодержащих горизонтов путем их перекрытия обсадными колоннами;
- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;

- оборудование скважины специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях и их, излив на дневную поверхность;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре (мешки, бочки);
- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- сбор хозяйственно-бытовых стоков в обустроенный септик, с последующим вывозом на очистные сооружения;
- использование воды для технических целей во время буровых работ повторно по замкнутому циклу;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;
- раздельное хранение отходов в соответственно маркированных контейнерах и емкостях;
- устройство насыпи и обваловки у склада ГСМ;
- хранение ГСМ в специальных закрытых емкостях, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС;
- предотвращение разливов ГСМ.

12.4. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

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

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины 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, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации;

- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники соблюдать недопущение пролива нефтепродуктов в водный объект.
- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- Контроль за водопотреблением и водоотведением;
- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.)
- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

12.5. Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

12.6. Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы

Согласно п.1, п.2 и п.3 ст.238 Экологического кодекса при проведении работ должны быть учтены экологические требования при использовании земель:

1. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламливание земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

2. Недропользователи при проведении операций по недропользованию, иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;

2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;

3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

3. При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

Также в соответствии с пунктом 4 статьи 238 Кодекса, в частности, при выборе направления рекультивации нарушенных земель нужно учитывать:

1) характер повреждения земной поверхности;

2) природные и физико-географические условия района, в котором расположен объект;

3) социально-экономические особенности размещения объекта с учетом перспектив развития такого района и требований по охране окружающей среды;

4) необходимость восстановления основной площади нарушенных земель под пахотные угодья в зоне рассредоточения и интенсивного сельскохозяйственного Движения;

5) садов, подсобных хозяйств и зон отдыха в непосредственной близости от населенных пунктов, включая водоемы на вырытых пространствах и декоративные садово-парковые комплексы на отвалах вскрышных пород и отходов обогащения, создание ландшафтов

на территории промышленного объекта; 6) выполнение планировочных работ, устранение ненужных ям и насыпей, уборка строительного мусора и благоустройство земельного участка;

7) овраги и размывы, которые необходимо засыпать или выровнять грунтом на используемом земельном участке;

8) обязательно проведение озеленения территории.

При этом должны строго соблюдаться требования к обеспечению чистоты земель после завершения работ по разработке месторождения.

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой установки;
- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производится в закрытой таре (мешки, бочки);
- приготовление бурового раствора осуществляется в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросита. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;
- предусмотрен безамбарный метод бурения - сбор отходов бурения (БШ, ОБР, БСВ) в емкости, с последующим вывозом;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;

ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

Рекультивация

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

12.7. Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания

Охрана растительных сообществ при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия.

Комплекс проектных технических решений по защите растительных ресурсов от загрязнения и истощения и минимизации последствий при проведении проектируемых работ включает в себя:

- Перед началом проведения работ, обустройство площадок, упорядочение и обустройство основных дорог к ним, необходимо производить с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям.
- Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с строительством за пределами проектируемой площадки.
- Перед началом выполнения земляных работ, необходимо снять верхний, плодородный растительный слой, складировать его и в дальнейшем использовать при благоустройстве и озеленении территории.
- Повсеместно на рабочих местах соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности. Необходимо так же провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.
- После завершения работ осуществить очистку загрязненных участков, вывести отходы, бытовой и строительный мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) и осуществить планировку территории.

- В местах загрязнения почв ГСМ провести механическую рекультивацию и, по возможности, произвести озеленение и благоустройство территории.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности - от деградации и необоснованного разрушения;

Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должна быть проведена техническая рекультивация отведенных земель.

Для эффективной охраны растительности от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, будет включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;
- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- проведение просветительской работы по охране почв;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности.

12.8. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

12.9. Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума, вибрации и электромагнитного излучения персонала и населения.

На период проведения работ основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое 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);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);

- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты от шума (беруши, наушники, шлемы, противозумные вкладыши, перекрывающих наружный слуховой проход; защитные каски с подшлемниками);

- замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов.

Борьбу с шумом проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Для снижения шума от технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, рабочие места не с постоянным пребыванием в компрессорных, а периодическим, с целью осмотра отдельных узлов, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты.

При эксплуатации машин, а также при организации рабочих мест для устранения вредного воздействия на работающих повышенного уровня шума должны применяться:

- технические средства (уменьшение шума машин в источнике его образования);
- применение технологических процессов, при которых уровни звукового давления на рабочих местах не превышают допустимые значения;
- определение опасных и безопасных зон;
- применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника шума;
- организационные мероприятия (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях);
- зоны с уровнем звука свыше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования.

12.10. Мероприятия по управлению отходами

Мероприятия по управлению отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- временное складирование отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;
- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;
- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;
- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;
- составление паспортов отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;
- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды.

Планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

13. МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

13.1. Основные определения по биологическому разнообразию

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно Статьи 240, п.1, в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Согласно статье 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно статье 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

13.2. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента природной среды проводятся одновременно на стационарных экологических площадках.

Мониторинг растительности должен производиться в комплексе с изучением почвенного покрова. Это даст возможность более детально определить направление процессов природной и антропогенной динамики растительности и выявить негативные тенденции.

Интенсивность наблюдения также приурочена к периодичности отбора проб почв, но не менее 1 раза в год.

Слежение за растительным покровом осуществляется методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния.

Так же описываются экологические особенности местообитания, где особо отмечаются различные антропогенные воздействия, в том числе и загрязнения.

Результаты наблюдений регистрируются в специальных журналах. По результатам наблюдений определяется уровень воздействия объектов на состояние растительного покрова.

13.3. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

14.1. Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения комплексной оценки воздействия представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов, и величины воздействия.

В таблице 14.1 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 14.2.

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 14.1 - 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 законченный 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 14.2 - 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.

14.2. 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 пятиуровневая 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 14.2. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.3 - 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 14.3, 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 14.4.

Таблица 14.4 - 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

14.3. Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Анализ рассмотренных материалов позволил сделать выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 14.5.

Таблица 14.5 – Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде превышают пределы природной изменчивости, но природная среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие средней значимости
			1		3	
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие низкой значимости
			1		2	
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Сильное воздействие (компонент природной среды теряет способность к самовосстановлению)	Воздействие средней значимости
			1		4	
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (94% от земельного отвода временно выведено вследствие расположения объектов, с последующей рекультивацией в том числе и биологической)	Воздействие низкой значимости
			1		2	

Почвы	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (механическими воздействиями нарушены гумусо-аккумулятивный горизонт, нарушено его сложение и структура, уплотнение иллювиального горизонта, активизируются эрозийные процессы, без образования новых форм, загрязнение почв нефтяными углеводородами и/или другими веществами вызывает изменение физико-химических свойств с сохранением направленности основных почвообразовательных процессов и режимов, приобретенные свойства не доминируют над природными, сохраняется способность почв к самовосстановлению)	Воздействие низкой значимости
			1			
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (Выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии)	Воздействие низкой значимости
			1			

Животный мир	Незначительное уменьшение мест обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (постоянное)	Слабое воздействие (Выведение земель из оборота вследствие расположения постоянных объектов, площадок хранения отходов и т.д. с последующей рекультивацией без биологической стадии)	Воздействие низкой значимости
			1		2	8

Таким образом, влияние проектируемых работ на окружающую среду согласно интегральной оценке равной 68 (среднее значение 9,71 балла).

Анализируя степень вышеперечисленных критериев на каждый компонент окружающей среды по каждому из вариантов разработки можно сказать, что ожидаемое экологическое воздействие на окружающую среду на контрактной территории месторождений допустимо принять как:

- *Локальное воздействие* (площадь воздействия до 1 км² или на удалении до 100 м от линейного объекта);

- *Слабое воздействие* (среда сохраняет способность к самовосстановлению);

- *Многолетнее воздействие* (постоянное).

Таким образом, интегральная оценка воздействия планируемых работ на месторождении оценивается как *воздействие средней значимости*.

14.4. Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

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 планируемых работах представлены в таблице 14.6.

Таблица 14.6 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

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	+5	+3	+11
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	+5	+3	+11
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 существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-1	-7
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+2	+10

Образование и научно-техническая сфера	Потребность в квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+1	+10
Рекреационные ресурсы	-	-	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0
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 существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+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	+5	+2	+11
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	+5	+1	+9

Землепользование	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)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-4	-3	-8
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	-5	-3	-9
Внешекономическая 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	+5	+3	+12

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы, согласно интегральной оценке, внесут *низкое отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и низкие *положительные изменения* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15. ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после ликвидации, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, подготавливается и подписывается заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет- ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16. СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.1, п.2 и п.3 ст.238 Экологического кодекса при проведении работ должны быть учтены экологические требования при использовании земель:

1. Физические и юридические лица при использовании земель не должны допускать загрязнение земель, захламление земной поверхности, деградацию и истощение почв, а также обязаны обеспечить снятие и сохранение плодородного слоя почвы, когда это необходимо для предотвращения его безвозвратной утери.

2. Недропользователи при проведении операций по недропользованию, иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

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

3. При проведении операций по недропользованию, выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, запрещается:

1) нарушение растительного покрова и почвенного слоя за пределами земельных участков (земель), отведенных в соответствии с законодательством Республики Казахстан под проведение операций по недропользованию, выполнение строительных и других соответствующих работ;

2) снятие плодородного слоя почвы в целях продажи или передачи его в собственность другим лицам.

17. ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

- 1) Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- 2) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.);
- 3) Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.);
- 4) Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.);
- 5) Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.);
- 6) Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.);
- 7) Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.);
- 8) Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»;
- 9) Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
- 10) Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.);
- 11) Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);
- 12) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов;
- 13) Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);

- 14) Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;
- 15) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71 «Об утверждении гигиенических нормативов к обеспечению радиационной безопасности»;
- 16) РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
- 17) РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
- 18) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах»;
- 19) РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)»;
- 20) РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)»;
- 21) РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
- 22) Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.;
- 23) Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.;
- 24) ГОСТ 17.5.3.04 - 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель;
- 25) ГОСТ 17.5.1.02 - 85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации;
- 26) ГОСТ 32220-2013 «Вода питьевая, расфасованная в емкости. Общие технические условия»;
- 27) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Введен на территории Республики Казахстан с 1 января 2016 года (Приложение к приказу Председателя Комитета технического регулирования и метрологии Министерство по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 октября 2015 года № 217-од);

- 28) СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» (с изменениями от 01.04.2019 г.);
- 29) «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.
- 30) Предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия электрических полей диапазона частот 0,06-30,0 МГц №.02.021-94. Утверждены Главным государственным санитарным врачом Республики Казахстан 22.08.1994 г.;
- 31) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным сооружениям, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»;
- 32) СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- 33) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № ҚР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» (с изменениями от 22.04.2023 г.);
- 34) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» (с изменениями по состоянию на 22.04.2023 г.);
- 35) Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346 «Об утверждении Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель»;
- 36) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. «Об утверждении инструкции по организации проведению экологической оценки»;
- 37) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»;

- 38) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения;
- 39) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию»;
- 40) Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами;
- 41) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов;
- 42) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчетности об управлении отходами;
- 43) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- 44) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 208 от 22 июня 2021 года «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля».

18. ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета:

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много повторений, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1 вариант

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001-0010

Печь нагрева ЗУ ПП-0,63

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 97.2$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 97.2 \cdot 10^{-3} = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1458 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.2770000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1458 / 3.6 = 0.0405000$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 97.2 \cdot 10^{-3} = 0.1458$

Валовый выброс, т/год, $M_1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1458 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.2770000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1458 / 3.6 = 0.0405000$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 97.2 / 1 = 4286.5$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 4286.5 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.0002765$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 97.2 \cdot 1.5 = 1257.4$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 1257.4 / 3600 = 0.349$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1257.4 \cdot 0.0002765 = 0.348$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.348 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.05$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.348 / 3.6 = 0.0967$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_1 = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 3.05 = 2.4400000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_1 = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.0967 = 0.0774000$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 3.05 = 0.3965000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.0967 = 0.0125700$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0774	2.44
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01257	0.3965
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.0405	1.277
0410	Метан (727*)	0.0405	1.277

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 0101-0231**

Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $\_T\_ = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 24.3$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 24.3 \cdot 10^{-3} = 0.03645$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = N \cdot M \cdot \_T\_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.03645 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3193020$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.03645 / 3.6 = 0.0101250$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 24.3 \cdot 10^{-3} = 0.03645$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = N \cdot M \cdot \_T\_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.03645 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3193020$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.03645 / 3.6 = 0.0101250$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Расчетная теплопроизводительность топки, МДж/час, $QP = 283.6$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = QP / NN = 283.6 / 1 = 283.6$

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 24.3 / 1 = 1071.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1071.6 / 283.6 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.000643$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 24.3 \cdot 1.5 = 314.3$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $\_VO\_ = VR / 3600 = 314.3 / 3600 = 0.0873$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 314.3 \cdot 0.000643 = 0.202$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot \_T\_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.202 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.77$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.202 / 3.6 = 0.0561$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 1.77 = 1.4160000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.0561 = 0.0448800$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 1.77 = 0.2301000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.0561 = 0.0072930$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.04488	1.416
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.007293	0.2301
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.010125	0.319302
0410	Метан (727*)	0.010125	0.319302

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001

Площадка ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1441$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\_T\_ = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 1441 = 6.84$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 6.84 / 3.6 = 1.9$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 1.9 \cdot 72.46 / 100 = 1.3767400$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 1.37674 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 43.41687264$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 1.9 \cdot 26.8 / 100 = 0.5092000$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.5092 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 16.0581312$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 1.9 \cdot 0.35 / 100 = 0.0066500$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00665 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.2097144$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\_G\_ = G \cdot C / 100 = 1.9 \cdot 0.11 / 100 = 0.0020900$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = \_G\_ \cdot \_T\_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00209 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.06591024$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 1.9 \cdot 0.22 / 100 = 0.0041800$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00418 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.13182048$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2882$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 2882 = 0.0571$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0571 / 3.6 = 0.01586$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01586 \cdot 72.46 / 100 = 0.011492156$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.011492156 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.36241663162$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01586 \cdot 26.8 / 100 = 0.00425048$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00425048 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.13404313728$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01586 \cdot 0.35 / 100 = 0.00005551$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00005551 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175056336$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01586 \cdot 0.11 / 100 = 0.000017446$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017446 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055017706$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01586 \cdot 0.22 / 100 = 0.000034892$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000034892 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00110035411$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1441	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	2882	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.37674	43.7792892716
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.5092	16.1921743373
0602	Бензол (64)	0.00665	0.21146496336
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00209	0.06646041706
0621	Метилбензол (349)	0.00418	0.13292083411

2 вариант**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения N 0001-0012**

Печь нагрева ЗУ ПП-0,63

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$ Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$ Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$ Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 97.2$ Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)**Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 97.2 \cdot 10^{-3} = 0.1458$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1458 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.2770000$ Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1458 / 3.6 = 0.0405000$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 97.2 \cdot 10^{-3} = 0.1458$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1458 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.2770000$ Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1458 / 3.6 = 0.0405000$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива(табл.5.1), $E = 1.5$ Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$ Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$ Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$ где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 97.2 / 1 = 4286.5$ Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$ Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$ Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 4286.5 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.0002765$ Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 97.2 \cdot 1.5 = 1257.4$ Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 1257.4 / 3600 = 0.349$ Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1257.4 \cdot 0.0002765 = 0.348$ Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.348 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.05$ Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.348 / 3.6 = 0.0967$ Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$ Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 3.05 = 2.4400000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.0967 = 0.0774000$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 3.05 = 0.3965000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.0967 = 0.0125700$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0774	2.44
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01257	0.3965
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0405	1.277
0410	Метан (727*)	0.0405	1.277

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 0101-0271**

Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $\_T\_ = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 24.3$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 24.3 \cdot 10^{-3} = 0.03645$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = N \cdot M \cdot \_T\_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.03645 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3193020$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.03645 / 3.6 = 0.0101250$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 24.3 \cdot 10^{-3} = 0.03645$

Валовый выброс, т/год, $\_M\_ = N \cdot M \cdot \_T\_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.03645 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3193020$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\_G\_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.03645 / 3.6 = 0.0101250$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Расчетная теплопроизводительность топки, МДж/час, $QP = 283.6$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = QP / NN = 283.6 / 1 = 283.6$

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 24.3 / 1 = 1071.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1071.6 / 283.6 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.000643$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 24.3 \cdot 1.5 = 314.3$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $\_VO\_ = VR / 3600 = 314.3 / 3600 = 0.0873$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 314.3 \cdot 0.000643 = 0.202$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.202 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.77$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = M1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.202 / 3.6 = 0.0561$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 1.77 = 1.4160000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.0561 = 0.0448800$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 1.77 = 0.2301000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.0561 = 0.0072930$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.04488	1.416
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.007293	0.2301
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.010125	0.319302
0410	Метан (727*)	0.010125	0.319302

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001

Площадка ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 1881$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 1881 = 8.92$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 8.92 / 3.6 = 2.48$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 2.48 \cdot 72.46 / 100 = 1.7970080$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 1.797008 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 56.670444288$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 2.48 \cdot 26.8 / 100 = 0.6646400$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.66464 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 20.96008704$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = G \cdot C / 100 = 2.48 \cdot 0.35 / 100 = 0.0086800$

Валовый выброс, т/год, $M_ = G_ \cdot T_ \cdot 3600 / 10^6 = 0.00868 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.27373248$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 2.48 \cdot 0.11 / 100 = 0.0027280$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002728 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.086030208$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 2.48 \cdot 0.22 / 100 = 0.0054560$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005456 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.172060416$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 3762$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 3762 = 0.0745$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0745 / 3.6 = 0.0207$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0207 \cdot 72.46 / 100 = 0.01499922$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.01499922 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.47301540192$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0207 \cdot 26.8 / 100 = 0.0055476$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0055476 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1749491136$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0207 \cdot 0.35 / 100 = 0.00007245$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00007245 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0022847832$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0207 \cdot 0.11 / 100 = 0.00002277$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002277 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00071807472$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0207 \cdot 0.22 / 100 = 0.00004554$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00004554 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00143614944$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	1881	8760
Фланцевые соединения (легкие)	Поток №8	3762	8760

углеводороды, двухфазные среды)			

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.797008	57.1434596899
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.66464	21.1350361536
0602	Бензол (64)	0.00868	0.2760172632
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.002728	0.08674828272
0621	Метилбензол (349)	0.005456	0.17349656544

3 вариант**РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения N 0001-0014**

Печь нагрева ЗУ ПП-0,63

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$ Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$ Время работы одной топки, час/год, $T = 8760$ Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 97.2$ Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$ **Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)**Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 97.2 \cdot 10^{-3} = 0.1458$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1458 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.2770000$ Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1458 / 3.6 = 0.0405000$ **Примесь: 0410 Метан (727*)**Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 97.2 \cdot 10^{-3} = 0.1458$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{вал}} = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.1458 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.2770000$ Максимальный из разовых выбросов, г/с, $G_{\text{макс}} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.1458 / 3.6 = 0.0405000$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$ Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$ Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, $GK = 0.63$ Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$ где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 97.2 / 1 = 4286.5$ Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$ Отношение $V_{\text{сг}}/V_{\text{г}}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$ Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 4286.5 / 2637.7 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.0002765$ Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 97.2 \cdot 1.5 = 1257.4$ Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO_{\text{сг}} = VR / 3600 = 1257.4 / 3600 = 0.349$ Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 1257.4 \cdot 0.0002765 = 0.348$ Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.348 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 3.05$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.348 / 3.6 = 0.0967$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 3.05 = 2.4400000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.0967 = 0.0774000$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M_ = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 3.05 = 0.3965000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.0967 = 0.0125700$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0774	2.44
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.01257	0.3965
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0405	1.277
0410	Метан (727*)	0.0405	1.277

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0101-0290

Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.

п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающих топок, шт., $N1 = 1$

Время работы одной топки, час/год, $T_ = 8760$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, $B = 24.3$

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, $BB = 0$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 24.3 \cdot 10^{-3} = 0.03645$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.03645 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3193020$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.03645 / 3.6 = 0.0101250$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 24.3 \cdot 10^{-3} = 0.03645$

Валовый выброс, т/год, $M_ = N \cdot M \cdot T_ \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.03645 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 0.3193020$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G_ = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.03645 / 3.6 = 0.0101250$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), $E = 1.5$

Число форсунок на одну топку, шт., $NN = 1$

Расчетная теплопроизводительность топки, МДж/час, $QP = 283.6$

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час, $QP = QP / NN = 283.6 / 1 = 283.6$

Фактическая средняя теплопроизводительность

одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 24.3 / 1 = 1071.6$

Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1.1$

Отношение $V_{сг}/V_{г}$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.84$

Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{0.5} \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 1071.6 / 283.6 \cdot 1.1^{0.5} \cdot 0.84 \cdot 10^{-6} = 0.000643$

Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1.1 \cdot 24.3 \cdot 1.5 = 314.3$

Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 314.3 / 3600 = 0.0873$

Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 314.3 \cdot 0.000643 = 0.202$

Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.202 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1.77$

Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = M1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.202 / 3.6 = 0.0561$

Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO2 = 0.8$

Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$

Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 1.77 = 1.4160000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.0561 = 0.0448800$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 1.77 = 0.2301000$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.0561 = 0.0072930$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.04488	1.416
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.007293	0.2301
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.010125	0.319302
0410	Метан (727*)	0.010125	0.319302

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001

Площадка ЗРА и ФС

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2090$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 2090 = 9.91$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 9.91 / 3.6 = 2.753$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 2.753 \cdot 72.46 / 100 = 1.9948238$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 1.9948238 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 62.9087633568$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 2.753 \cdot 26.8 / 100 = 0.7378040$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.737804 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 23.267386944$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 2.753 \cdot 0.35 / 100 = 0.0096355$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0096355 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.303865128$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 2.753 \cdot 0.11 / 100 = 0.0030283$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0030283 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0955004688$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 2.753 \cdot 0.22 / 100 = 0.0060566$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0060566 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.1910009376$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4180$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 4180 = 0.0828$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0828 / 3.6 = 0.023$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.023 \cdot 72.46 / 100 = 0.0166658$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0166658 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.5255726688$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.023 \cdot 26.8 / 100 = 0.0061640$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006164 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.194387904$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.023 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000805$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000805 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.002538648$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.023 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000253$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000253 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0007978608$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.023 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000506$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000506 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0015957216$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие)	Поток №8	2090	8760

углеводороды, двухфазные среды)			
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4180	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1.9948238	63.4343360256
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.737804	23.461774848
0602	Бензол (64)	0.0096355	0.306403776
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0030283	0.0962983296
0621	Метилбензол (349)	0.0060566	0.1925966592

1 - 1

14009881

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ****12.07.2014 года****01678P****Выдана****Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии**генеральная****Особые условия
действия лицензии**

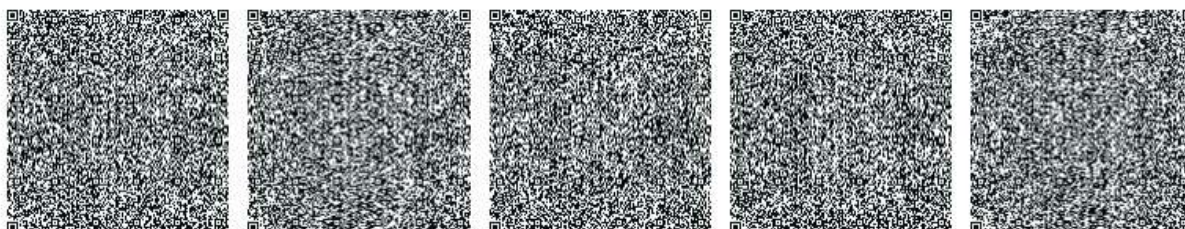
(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар**Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи**г.Астана**

Берілген құжат "Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы" 2003 жылғы 7 қытардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қарап тасығынатын құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1 вариант

Прои-звод-ство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника а выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспечения газоочисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0001	6	0,4	1,59	0,1996	250	661415	5096688							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,881	2,44	2034
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01257	120,646	0,3965	2034
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,717	1,277	2034
																				0410	Метан (727*)	0,0405	388,717	1,277	2034
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0002	6	0,4	1,59	0,1996	250	661396	5095089							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,881	2,44	2034
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,01257	120,646	0,3965	2034
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода,	0,0405	388,717	1,277	2034

																				Угарный газ) (584)				
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277 4	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0003	6	0,4	1,59	0,1996	250	6603 93	5093 864						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0004	6	0,4	1,59	0,1996	250	6607 96	5092 051						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0005	6	0,4	1,59	0,1996	250	6614 16	5090 432						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0006	6	0,4	1,59	0,1996	250	6628 15	5089 673						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода,	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4

																				Угарный газ) (584)				
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277 4	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0007	6	0,4	1,59	0,1996	250	6622 13	5088 294						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4	
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4	
																		0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4	
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0008	6	0,4	1,59	0,1996	250	6625 14	5086 875						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4	
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4	
																		0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4	
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0009	6	0,4	1,59	0,1996	250	6659 32	5085 216						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4	
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4	
																		0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4	
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0010	6	0,4	1,59	0,1996	250	6647 13	5095 629						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4	
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода,	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4	

																				Угарный газ) (584)					
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277 4	203 4	
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0101	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 49	5104 013							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4	
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4	
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0102	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 19	5104 020							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4	
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4	
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0103	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6633 66	5102 116							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4	
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4	
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0104	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 11	5097 411							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4	

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0105	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 72	5097 170					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0106	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 88	5096 863					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0107	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 32	5096 926					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0108	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 43	5096 621					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0109	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 92	5096 684					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0110	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 17	5096 388					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0111	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 66	5096 144					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0112	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 21	5096 207					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0113	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 95	5095 838					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0114	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 37	5095 899					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0115	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 80	5095 975					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0116	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 56	5095 599					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0117	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 99	5095 660					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0118	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6605 79	5095 288					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0119	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 29	5095 338					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0120	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6610 67	5095 411					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0121	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 21	5094 749					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0122	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 63	5094 807					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0123	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 09	5094 864					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0124	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6601 52	5094 926					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0125	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 44	5095 045					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0126	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 68	5095 096					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0127	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6592 36	5094 445					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0128	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 82	5094 503					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0129	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 25	5094 564						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0130	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 71	5094 626						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0131	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6602 13	5094 684						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0132	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6593 01	5094 202						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0133	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 44	5094 268					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0134	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6593 59	5093 956					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0135	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 98	5094 018					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0136	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6598 44	5094 076					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0137	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6600 87	5094 137						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0138	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 19	5093 718						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0139	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 63	5093 776						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0140	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 07	5093 834						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0141	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 81	5093 474					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0142	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 25	5093 532					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0143	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 69	5093 594					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0144	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 39	5093 233					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0145	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 83	5093 292					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0146	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 05	5092 986					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0147	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6598 42	5093 048					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0148	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 32	5092 986					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0149	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 76	5093 044						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0150	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6604 44	5092 687						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0151	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 93	5092 741						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0152	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 35	5092 798						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0153	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 78	5092 862						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0154	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 20	5092 923						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0155	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6605 08	5092 435						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0156	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 60	5092 493						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0157	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 96	5092 556					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0158	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6612 41	5092 617					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0159	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 80	5092 671					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0160	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 13	5091 651					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0161	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6615 59	5091 716					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0162	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 95	5091 791					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0163	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 73	5091 414					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0164	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 19	5091 471					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0165	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 64	5091 534					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0166	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 94	5091 591					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0167	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 33	5091 172					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0168	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 78	5091 229					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0169	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 24	5091 289						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0170	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 51	5091 348						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0171	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 96	5090 918						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0172	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 38	5090 987						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0173	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 69	5091 046						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0174	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 23	5091 106						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0175	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 98	5090 744						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0176	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 44	5090 804						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0177	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 86	5090 864					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0178	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 56	5090 498					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0179	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 00	5090 562					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0180	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 42	5090 611					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0181	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 59	5090 318					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0182	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 07	5090 375					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0183	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 21	5090 074					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0184	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 66	5090 135					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0185	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 38	5089 774					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0186	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 82	5089 834					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0187	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 95	5089 528					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0188	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 57	5089 593					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0189	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 60	5089 288					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0190	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 03	5089 347					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0191	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 17	5089 045					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0192	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 60	5089 104					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0193	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 03	5089 153					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0194	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6625 07	5088 859					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0195	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 55	5088 918					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0196	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6630 09	5088 983					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0197	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6632 52	5089 045					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0198	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6628 22	5088 677					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0199	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6633 14	5088 799					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0200	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6626 26	5088 288					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0201	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6626 86	5088 043					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0202	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6661 15	5095 153					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0203	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 08	5095 332					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0204	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 51	5095 393					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0205	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 61	5095 457					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0206	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 04	5095 517					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0207	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 47	5095 578					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0208	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6659 94	5095 636					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0209	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 04	5095 699						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0210	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 47	5095 760						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0211	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 93	5095 802						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0212	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 99	5083 963						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0213	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 87	5084 452						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0214	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 84	5084 794						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0215	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 23	5085 056						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0216	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 79	5085 533						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0217	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6639 34	5089 722						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0218	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 93	5091 898						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0219	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 91	5091 997						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0220	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 76	5092 036						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0221	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 71	5092 210					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0222	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 61	5088 832					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0223	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 00	5087 006					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0224	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 80	5087 109					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0225	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 64	5086 617					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0226	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 80	5086 719					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0227	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 16	5086 477					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0228	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 26	5086 586					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0229	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 56	5086 225						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0230	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 84	5086 324						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0231	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 93	5086 327						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Площадка ЗРА и ФС	1	8760		6001	2				30	6635 00	5093 000	100 00	230 00				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,376 74		43,7792 893	203 4
																			0416	Смесь углеводородов предельных	0,509 2		16,1921 743	203 4

2 вариант

Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к «Проекту разработки месторождения Коныс по состоянию на 01.01.2024г.»

001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0002	6	0,4	1,59	0,1996	250	6613 96	5095 089								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0003	6	0,4	1,59	0,1996	250	6603 93	5093 864								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0004	6	0,4	1,59	0,1996	250	6607 96	5092 051								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0005	6	0,4	1,59	0,1996	250	6614 16	5090 432								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4

001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0006	6	0,4	1,59	0,1996	250	6628 15	5089 673							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0007	6	0,4	1,59	0,1996	250	6622 13	5088 294							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0008	6	0,4	1,59	0,1996	250	6625 14	5086 875							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0009	6	0,4	1,59	0,1996	250	6659 32	5085 216							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4

001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0010	6	0,4	1,59	0,1996	250	6647 13	5095 629								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0011	6	0,4	1,59	0,1996	250	6652 13	5092 631								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0012	6	0,4	1,59	0,1996	250	6649 92	5084 217								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,077 4	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,012 57	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,040 5	388,7 17	1,277	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0101	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 49	5104 013								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																				0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0102	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 19	5104 020							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0103	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6633 66	5102 116							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0104	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 11	5097 411							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0105	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 72	5097 170							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0106	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 88	5096 863							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0107	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 32	5096 926							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0108	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 43	5096 621							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0109	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 92	5096 684							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0110	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 17	5096 388							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0111	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 66	5096 144							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0112	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 21	5096 207							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0113	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 95	5095 838							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0114	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 37	5095 899							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0115	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 80	5095 975							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0116	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 56	5095 599							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0117	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 99	5095 660							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0118	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6605 79	5095 288							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0119	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 29	5095 338							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0120	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6610 67	5095 411							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0121	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 21	5094 749							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0122	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 63	5094 807							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0123	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 09	5094 864							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0124	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6601 52	5094 926							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0125	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 44	5095 045							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0126	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 68	5095 096							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0127	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6592 36	5094 445							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0128	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 82	5094 503							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0129	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 25	5094 564							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0130	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 71	5094 626							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0131	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6602 13	5094 684							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0132	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6593 01	5094 202							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0133	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 44	5094 268							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0134	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6593 59	5093 956							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0135	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 98	5094 018							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0136	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6598 44	5094 076							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0137	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6600 87	5094 137							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0138	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 19	5093 718							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0139	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 63	5093 776							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0140	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 07	5093 834							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0141	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 81	5093 474							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0142	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 25	5093 532							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0143	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 69	5093 594							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0144	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 39	5093 233							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0145	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 83	5093 292							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0146	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 05	5092 986							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0147	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6598 42	5093 048							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0148	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 32	5092 986							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0149	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 76	5093 044							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0150	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6604 44	5092 687							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0151	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 93	5092 741							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0152	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 35	5092 798							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0153	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 78	5092 862							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0154	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 20	5092 923							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0155	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6605 08	5092 435							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0156	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 60	5092 493							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0157	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 96	5092 556							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0158	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6612 41	5092 617							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0159	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 80	5092 671							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0160	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 13	5091 651							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0161	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6615 59	5091 716							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0162	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 95	5091 791							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0163	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 73	5091 414							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0164	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 19	5091 471							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0165	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 64	5091 534							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0166	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 94	5091 591							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0167	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 33	5091 172							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0168	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 78	5091 229							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0169	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 24	5091 289							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0170	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 51	5091 348							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0171	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 96	5090 918							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0172	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 38	5090 987							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0173	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 69	5091 046							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0174	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 23	5091 106								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0175	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 98	5090 744								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0176	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 44	5090 804								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0177	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 86	5090 864								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0178	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 56	5090 498							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0179	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 00	5090 562							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0180	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 42	5090 611							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0181	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 59	5090 318							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0182	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 07	5090 375							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0183	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 21	5090 074							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0184	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 66	5090 135							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0185	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 38	5089 774							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0186	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 82	5089 834							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0187	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 95	5089 528							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0188	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 57	5089 593							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0189	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 60	5089 288							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0190	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 03	5089 347							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0191	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 17	5089 045							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0192	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 60	5089 104							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0193	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 03	5089 153							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0194	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6625 07	5088 859							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0195	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 55	5088 918							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0196	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6630 09	5088 983							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0197	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6632 52	5089 045							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0198	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6628 22	5088 677							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0199	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6633 14	5088 799							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0200	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6626 26	5088 288							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0201	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6626 86	5088 043							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0202	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6661 15	5095 153							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0203	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 08	5095 332							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0204	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 51	5095 393							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0205	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 61	5095 457							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0206	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 04	5095 517							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0207	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 47	5095 578							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0208	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6659 94	5095 636							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0209	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 04	5095 699							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0210	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 47	5095 760							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0211	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 93	5095 802							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0212	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 99	5083 963							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0213	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 87	5084 452							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

384

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0218	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 93	5091 898							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0219	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 91	5091 997							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0220	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 76	5092 036							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0221	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 71	5092 210							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0222	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 61	5088 832							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0223	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 00	5087 006							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0224	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 80	5087 109							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0225	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 64	5086 617							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0226	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 80	5086 719							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0227	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 16	5086 477							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0228	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 26	5086 586							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0229	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 56	5086 225							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0230	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 84	5086 324							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0231	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6629 31	5088 093							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0232	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6631 63	5088 160							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0233	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 43	5087 801							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0234	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6629 88	5087 861							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0235	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6628 03	5087 556							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0236	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6630 50	5087 606							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0237	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6653 52	5084 395							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0238	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 96	5084 558							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0239	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 46	5084 623							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0240	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 12	5084 150							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0241	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 96	5084 270							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0242	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6661 43	5084 330							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0243	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 85	5084 389							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0244	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 74	5083 908							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0245	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6662 05	5084 075							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0246	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6664 50	5084 132								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																					0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0247	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 32	5083 661								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																					0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0248	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 73	5083 724								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																					0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0249	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 18	5083 784								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																					0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0250	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6664 97	5083 898							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0251	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 96	5092 303							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0252	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 39	5092 364							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0253	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 54	5092 062							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0254	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 99	5092 121							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0255	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6651 25	5091 874							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0256	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6653 70	5091 945							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0257	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 15	5091 955							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0258	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6651 72	5091 625							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0259	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 29	5091 698							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0260	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 61	5091 742							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0261	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 49	5091 394							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0262	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 88	5091 445							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0263	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6648 54	5096 577							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0264	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6646 07	5096 438							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0265	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6647 98	5096 200							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0266	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6664 01	5095 611							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0267	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6650 92	5095 971							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0268	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 73	5092 324							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
001	Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760	0269	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6615 39	5092 508							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,044 88	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007 293	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,010 125	223,7 05	0,31930 2	203 4

001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0270	6	0,4	0,69	0,086708	250	661607	5093712							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04488	991,591	1,416	2034
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007293	161,134	0,2301	2034
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010125	223,705	0,319302	2034
																				0410	Метан (727*)	0,010125	223,705	0,319302	2034
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0271	6	0,4	0,69	0,086708	250	662235	5095629							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04488	991,591	1,416	2034
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,007293	161,134	0,2301	2034
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,010125	223,705	0,319302	2034
																				0410	Метан (727*)	0,010125	223,705	0,319302	2034
001		Площадка ЗРА и ФС	1	8760		6001	2				30	663500	5093000	10000	23000					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,797008		57,1434597	2034
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,66464		21,1350362	2034
																				0602	Бензол (64)	0,00868		0,27601726	2034
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,002728		0,08674828	2034
																				0621	Метилбензол (349)	0,005456		0,17349657	2034

3 вариант

Проект	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ	Число часов	Наименование источника	Номер источника	Высота источника	Диаметр устья	Параметры газовой смеси на выходе из трубы	Координаты источника на карте-схеме, м.	Наименование газоочистки	Вещество, по которому	Коэффициент	Среднеэксплуатационная	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества	Год до истечения

водс тво				в рабо ты в году	а выброса вредных веществ	выбро сов на карте- схеме	ика выбро сов, м	труб ы, м	при максимально разовой нагрузке			точечного источника /1- го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника		ных установок , тип и мероприя тия по сокращен ию выбросов	у производ ится газоочис тка	обеспе чен ности газоочис той, %	степень очистки/ максималь ная степень очистки, %						жен ия НД В
									Скоро сть, м/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Объем ный расход, м3/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Тем пе рату ра смес и, оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/н м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Печь нагрева ЗУ ПП- 0,63	1	8760		0001	6	0,4	1,59	0,1996	250	6614 15	5096 688							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП- 0,63	1	8760		0002	6	0,4	1,59	0,1996	250	6613 96	5095 089							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																				0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП- 0,63	1	8760		0003	6	0,4	1,59	0,1996	250	6603 93	5093 864							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0004	6	0,4	1,59	0,1996	250	6607 96	5092 051						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0005	6	0,4	1,59	0,1996	250	6614 16	5090 432						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0006	6	0,4	1,59	0,1996	250	6628 15	5089 673						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0007	6	0,4	1,59	0,1996	250	6622 13	5088 294						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0008	6	0,4	1,59	0,1996	250	6625 14	5086 875						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0009	6	0,4	1,59	0,1996	250	6659 32	5085 216						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0010	6	0,4	1,59	0,1996	250	6647 13	5095 629						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0011	6	0,4	1,59	0,1996	250	6652 13	5092 631						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0012	6	0,4	1,59	0,1996	250	6649 92	5084 217						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0013	6	0,4	1,59	0,1996	250	6646 31	5091 032						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева ЗУ ПП-0,63	1	8760		0014	6	0,4	1,59	0,1996	250	6647 57	5089 633						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0774	742,8 81	2,44	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0125 7	120,6 46	0,3965	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0405	388,7 17	1,277	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0101	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 49	5104 013						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0102	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 19	5104 020						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0103	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6633 66	5102 116						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0104	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 11	5097 411						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0105	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 72	5097 170						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0106	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 88	5096 863						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0107	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 32	5096 926						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0108	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 43	5096 621						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0109	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 92	5096 684						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0110	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 17	5096 388						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0111	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 66	5096 144						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0112	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 21	5096 207						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0113	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 95	5095 838						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0114	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 37	5095 899					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0115	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 80	5095 975					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0116	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 56	5095 599					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																		0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0117	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 99	5095 660					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0118	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6605 79	5095 288						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0119	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 29	5095 338						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0120	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6610 67	5095 411						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0121	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 21	5094 749						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0122	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 63	5094 807						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0123	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 09	5094 864						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0124	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6601 52	5094 926						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0125	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 44	5095 045						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0126	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 68	5095 096						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0127	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6592 36	5094 445						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0128	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 82	5094 503						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0129	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 25	5094 564						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0130	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 71	5094 626						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0131	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6602 13	5094 684						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0132	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6593 01	5094 202						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0133	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 44	5094 268						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0134	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6593 59	5093 956						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0135	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 98	5094 018						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0136	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6598 44	5094 076						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0137	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6600 87	5094 137						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0138	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 19	5093 718						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0139	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 63	5093 776						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0140	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 07	5093 834						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0141	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6594 81	5093 474						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0142	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 25	5093 532						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0143	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6599 69	5093 594						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0144	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6595 39	5093 233						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0145	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6597 83	5093 292						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0146	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6596 05	5092 986						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0147	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6598 42	5093 048						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0148	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 32	5092 986						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0149	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6608 76	5093 044						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0150	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6604 44	5092 687						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0151	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6606 93	5092 741						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0152	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 35	5092 798						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0153	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 78	5092 862						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0154	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 20	5092 923						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0155	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6605 08	5092 435						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0156	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6607 60	5092 493						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0157	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 96	5092 556						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0158	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6612 41	5092 617						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0159	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 80	5092 671						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0160	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 13	5091 651						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0161	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6615 59	5091 716						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0162	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 95	5091 791						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0163	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 73	5091 414						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0164	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 19	5091 471						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0165	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 64	5091 534						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0166	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 94	5091 591						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0167	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 33	5091 172						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0168	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 78	5091 229						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0169	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 24	5091 289						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0170	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 51	5091 348						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0171	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 96	5090 918						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0172	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 38	5090 987						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0173	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 69	5091 046						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0174	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 23	5091 106						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0175	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 98	5090 744						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0176	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 44	5090 804						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0177	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 86	5090 864						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0178	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 56	5090 498						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0179	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 00	5090 562						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0180	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 42	5090 611						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0181	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 59	5090 318						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0182	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 07	5090 375						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0183	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 21	5090 074						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0184	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 66	5090 135						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0185	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 38	5089 774						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0186	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 82	5089 834						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0187	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 95	5089 528						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0188	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 57	5089 593						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0189	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 60	5089 288						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0190	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 03	5089 347						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0191	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 17	5089 045						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0192	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6624 60	5089 104						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0193	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 03	5089 153						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0194	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6625 07	5088 859						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0195	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 55	5088 918						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0196	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6630 09	5088 983						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0197	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6632 52	5089 045						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0198	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6628 22	5088 677						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0199	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6633 14	5088 799						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0200	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6626 26	5088 288						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0201	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6626 86	5088 043						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0202	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6661 15	5095 153						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0203	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 08	5095 332						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0204	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 51	5095 393						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0205	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 61	5095 457						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0206	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 04	5095 517						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0207	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 47	5095 578						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0208	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6659 94	5095 636						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0209	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 04	5095 699						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0210	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 47	5095 760						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0211	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 93	5095 802						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0212	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 99	5083 963						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0213	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 87	5084 452						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0214	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 84	5084 794						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0215	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 23	5085 056						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0216	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 79	5085 533						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0217	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6639 34	5089 722						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0218	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6611 93	5091 898						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0219	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6614 91	5091 997						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0220	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 76	5092 036						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0221	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6613 71	5092 210						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0222	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6609 61	5088 832						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0223	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6617 00	5087 006						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0224	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 80	5087 109						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0225	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 64	5086 617						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0226	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6618 80	5086 719						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0227	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6620 16	5086 477						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0228	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 26	5086 586						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0229	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6621 56	5086 225						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0230	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6623 84	5086 324						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0231	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6629 31	5088 093						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0232	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6631 63	5088 160						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0233	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6627 43	5087 801						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0234	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6629 88	5087 861						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0235	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6628 03	5087 556						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0236	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6630 50	5087 606						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0237	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6653 52	5084 395						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0238	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 96	5084 558						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0239	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 46	5084 623						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0240	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 12	5084 150						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0241	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 96	5084 270						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0242	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6661 43	5084 330						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0243	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6663 85	5084 389						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0244	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 74	5083 908						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0245	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6662 05	5084 075						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0246	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6664 50	5084 132						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0247	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 32	5083 661						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0248	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 73	5083 724						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0249	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 18	5083 784						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0250	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6664 97	5083 898						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0251	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 96	5092 303						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0252	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 39	5092 364						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0253	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 54	5092 062						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0254	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6660 99	5092 121						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0255	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6651 25	5091 874						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0256	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6653 70	5091 945						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0257	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 15	5091 955						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0258	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6651 72	5091 625						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0259	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 29	5091 698						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0260	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 61	5091 742						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0261	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 49	5091 394						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0262	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 88	5091 445						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0263	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6648 54	5096 577						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0264	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6646 07	5096 438						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0265	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6647 98	5096 200						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0266	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6664 01	5095 611						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0267	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6650 92	5095 971						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0268	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6619 73	5092 324						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0269	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6615 39	5092 508						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0270	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6616 07	5093 712						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0271	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6622 35	5095 629						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0272	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 08	5091 476						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0273	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 94	5091 185						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0274	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 38	5091 234						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0275	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6653 63	5090 971						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0276	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 05	5090 998						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0277	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 06	5090 724						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0278	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6656 60	5090 766						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0279	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 25	5090 442						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0280	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6654 60	5090 502						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0281	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 17	5090 545						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

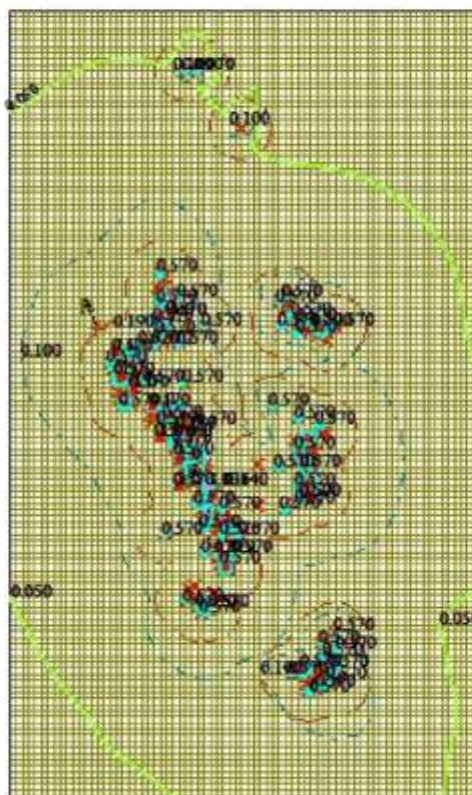
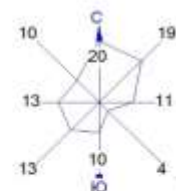
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0282	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6652 68	5090 208						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0283	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 15	5090 269						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0284	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6657 77	5090 324						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0285	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6651 22	5089 813						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0286	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6653 47	5089 950						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0287	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6655 72	5090 023						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0288	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6658 26	5090 064						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0289	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6644 11	5092 959						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Печь нагрева на устье скважины ППТМ-02	1	8760		0290	6	0,4	0,69	0,0867 08	250	6639 11	5091 124						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0448 8	991,5 91	1,416	203 4
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0072 93	161,1 34	0,2301	203 4
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
																			0410	Метан (727*)	0,0101 25	223,7 05	0,31930 2	203 4
001		Площадка ЗРА и ФС	1	8760		6001	2				30	6635 00	5093 000	100 00	230 00				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,9948 238		63,4343 36	203 4
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,7378 04		23,4617 748	203 4
																			0602	Бензол (64)	0,0096 355		0,30640 378	203 4
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0030 283		0,09629 833	203 4
																			0621	Метилбензол (349)	0,0060 566		0,19259 666	203 4

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – КАРТЫ-СХЕМЫ ИЗОЛИНИЙ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТА РАССЕИВАНИЯ

Город : 112 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПР Коньс 3 вариант рассеивание Вар.№ 4
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

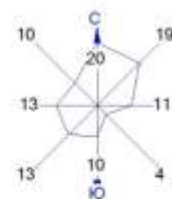
Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.570 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.136 ПДК



Макс концентрация 1,1399289 ПДК достигается в точке x= 662400 y= 5090400
 При опасном направлении 165° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15000 м, высота 26000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 76*131
 Расчет на существующее положение.

Город : 112 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПР Коныс 3 вариант рассеивание Вар.№ 4
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

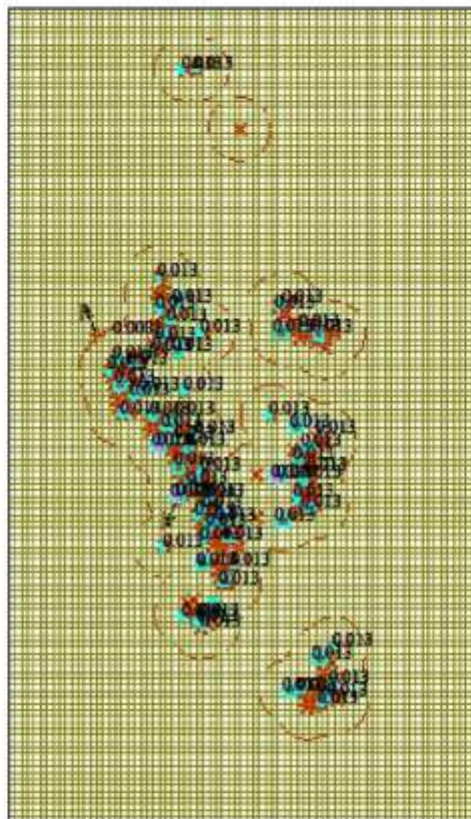
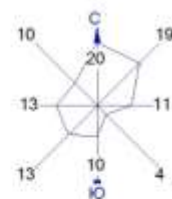
Изолинии в долях ПДК

- 0.046 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.092 ПДК



Макс концентрация 0.0994238 ПДК достигается в точке $x=662400$ $y=5090400$
 При опасном направлении 165° и опасной скорости ветра 0.94 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15000 м, высота 26000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 76×131
 Расчет на существующее положение.

Город : 112 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПР Коньс 3 вариант рассеивание Вар.№ 4
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ★ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

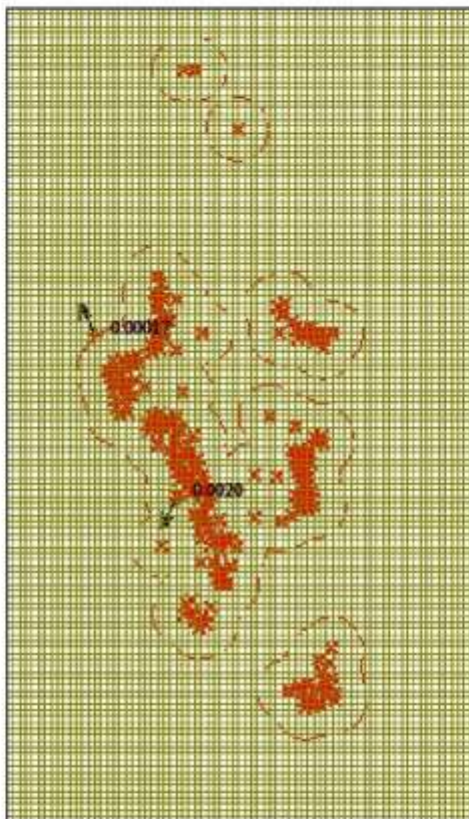
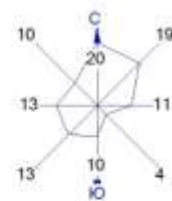
Изолинии в долях ПДК

- 0.013 ПДК
- 0.025 ПДК



Макс концентрация 0.0259703 ПДК достигается в точке $x=661400$ $y=5090400$
 При опасном направлении 26° и опасной скорости ветра 1.26 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15000 м, высота 26000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 76×131
 Расчет на существующее положение.

Город : 112 Кызылординская область
 Объект : 0003 ПР Коньис 3 вариант рассеивание Вар.№ 4
 ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
 0410 Метан (727*)



Условные обозначения:

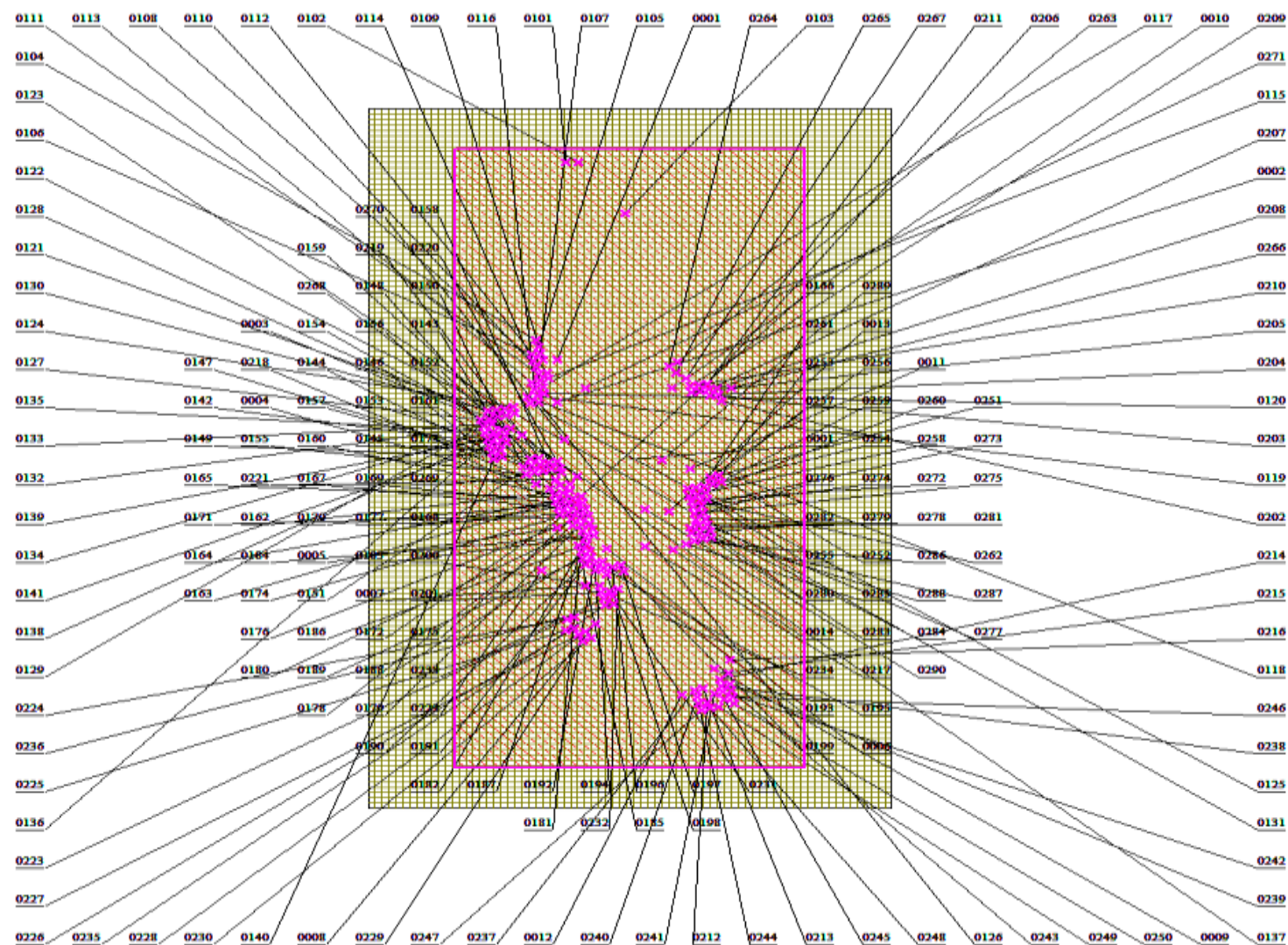
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- * Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК



Макс концентрация 0.001957 ПДК достигается в точке $x=661400$ $y=5090400$
 При опасном направлении 26° и опасной скорости ветра 1.26 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 15000 м, высота 26000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 76*131
 Расчет на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – КАРТА-СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ



ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – КОПИЯ РАЗРЕШЕНИЯ НА СПЕЦВОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

- 3 -

Қазақстан Республикасының Экология,
геология және табиғи ресурстар
министрлігі



"Қазақстан Республикасы Экология,
геология және табиғи ресурстар
министрлігі Су ресурстары комитетінің
Су ресурстарын пайдалануды реттеу
және қорғау жөніндегі Арал-Сырдария
бассейндік инспекциясы"
республикалық мемлекеттік мекемесі

Министерство экологии, геологии и
природных ресурсов Республики
Казахстан

Республиканское государственное
учреждение "Арал-Сырдарьинская
бассейновая инспекция по
регуливанию использования и
охране водных ресурсов Комитета по
водным ресурсам Министерства
экологии, геологии и природных
ресурсов Республики Казахстан"

Номер: KZ10VTE00062577

Серия: АРА(Сырдар) №8-160/1006

Вторая категория разрешений
Разрешение четвертого класса

Разрешение на специальное водопользование

Вид специального водопользования: забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года (далее – Кодекс).

(в соответствии с пунктом 6 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года)

Цель специального водопользования: добыча подземных вод с лимитом изъятия 1610 кубических метров в сутки для производственно-технического водоснабжения ТОО СП «Қуатмолмунай»

Условия специального водопользования указаны в приложении к настоящему разрешению на специальное водопользование.

Выдано: Товарищество с ограниченной ответственностью Совместное предприятие "Қуатмолмунай", 941040001055, 120008, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.Кызылорда, улица Амангелды Иманов, дом № 108Г

(полное наименование физического или юридического лица, ИИН/ИДН, адрес физического и юридического лица)

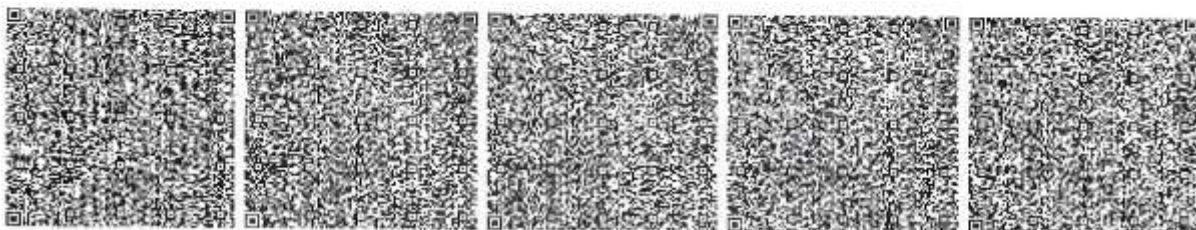
Орган выдавший разрешение: Республиканское государственное учреждение "Арал-Сырдарьинская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан"

Дата выдачи разрешения: 11.05.2021 г.

Срок действия разрешения: 12.04.2026 г.

Заместитель руководителя

Нурсейтжан Жумахан Батырбаевич



Қазақстан Республикасының 2003 жылдың 7 желтоқсанында қабылданып, электрондық қолтаңбамен қолма қолға қойылған заңның 7 бабы, 1 тармағына сәйкес қағаз бетіндегі заңның тек электрондық нұсқасын қолдануға рұқсат етіледі. Электрондық қолтаңбамен қолма қолға қойылған заңның нұсқасын тек электрондық қолтаңбамен қолдануға рұқсат етіледі. Дұрыс документ сәйкесінше заңның 1-бабының 7-тармағының 2-бөлігімен 2003 жылдың 7 желтоқсанында қабылданып, электрондық қолтаңбамен қолма қолға қойылған заңның нұсқасын тек электрондық қолтаңбамен қолдануға рұқсат етіледі. Электрондық қолтаңбамен қолма қолға қойылған заңның нұсқасын тек электрондық қолтаңбамен қолдануға рұқсат етіледі.

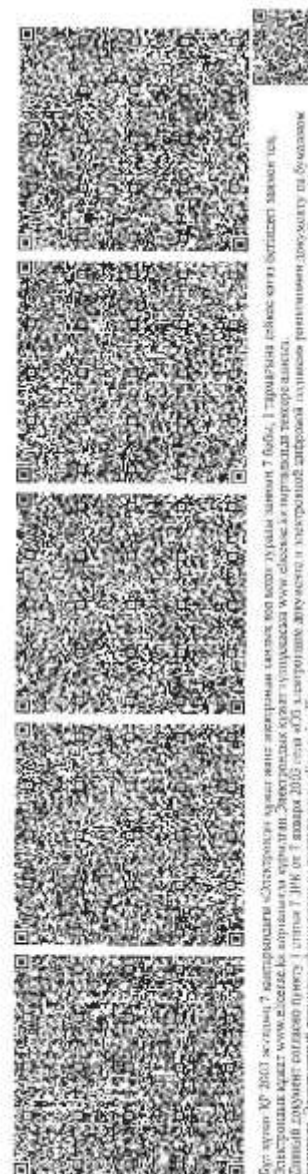
Приложение к разрешению на специальное водопользование
№КЗ10\ТЕ00062577 Серия АРА(СырДар) №8-160/1006 от 11.05.2021 года

Условия специального водопользования

4. Следящее водопользование разрешается при соблюдении следующих условий (указывается отдельно для каждого вида специального водопользования); Вид специального водопользования забор и (или) использование подземных вод с применением сооружений или технических устройств, указанных в пункте 1 статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан от 9 июля 2003 года (далее – Кодекс)

Растительные объемы водопотребления 1610 м³/сут.; 587,650 тыс м³/год

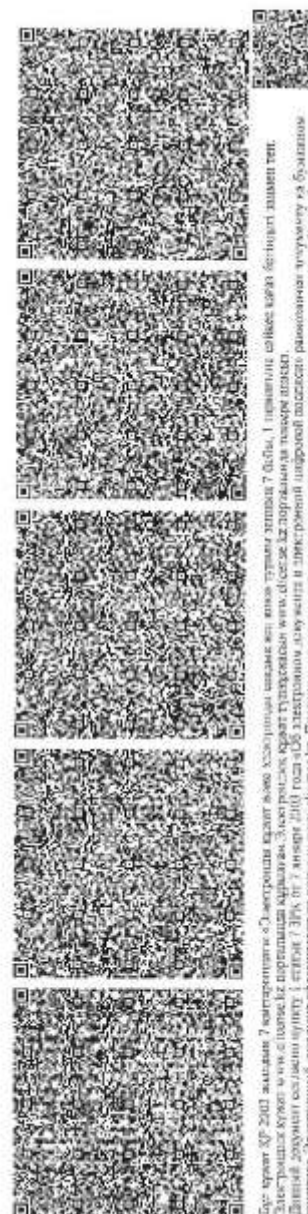
№	Наименование водного объекта	Код источника	Код передающей организации	Код моря - реки	Пригоны					Код качества	Расстояние от устья, км	Расчетный годово́й объём забора
					1	2	3	4	5			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
I	Копье неф/м. №№3в, 4в, 0724, 0726, 2297, 2493, 2495, 2497, 2565, 2567, 3304, 3306, 3307, 3308, 5150, 5152, 5153, 5154, 5155, 5156, 5157, 5158, 5159, 5160, 5161, 5162, 5163, 5164, 5165	подземный водонесый горизонт -60	-	АРА (Самп/та р)	-	-	-	-	-	ГГ	-	587,65



Расчетные объемы годового волеизъявления по месяцам												Обеспеченность годовых объемов			Вид использования	
Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	95%	75%	50%	Код	Объем
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
49,91	45,08	49,91	48,30	49,91	48,30	49,91	49,91	48,30	49,91	48,30	49,91	-	-	-	ПР - Производственные	587,65



Расчетные объемы водопотребления

[illegible]

2. Дополнительные требования к условиям водопользования, связанные с технологической схемой эксплуатации объекта и соответствии со статьей 72 Водного кодекса Республики Казахстан 1. Соблюдение условий водопользования в соответствии Водного Кодекса Республики Казахстан, нормативных документов по охране водных ресурсов, природоохранных норм и правил. 2. Ежеквартально представлять сведения полученные по результатам первичного учета вод (в срок до 10 числа месяца следующего за отчетным кварталом). 3. Ежегодно представлять государственность по форме 2-ТП (водхоз) «Об использовании воды» в Арал-Сырдарынское БВИ. 4. В случае реконструкции, изменения условий водопользования, наменования предприятия переоформить разрешение на специальное водопользование в Арал-Сырдарынском БВИ. 5. Не допускать превышения установленного лимита водозабора из подземного источника. 6. Завести журнал учета воды строго водоизмерительным прибором. 7. Соблюдать все требования указанные в материалах согласования. Строго соблюдать ст 88, 120 Водного Кодекса РК. О всех изменениях в условиях водопользования сообщать в уполномоченный орган в области использования и охраны водного фонда. 8. Использовать подземные воды по целевому назначению. 9. Рационально использовать водные ресурсы, бережно относиться к водным объектам и водохозяйственным сооружениям, не допускать нанесения им вреда и принимать меры по внедрению водосберегающих технологий. 10. Произвести пломбирование прибора учета воды на скважинах.

3. Условия использования подземных вод, представляемых территориальными подразделениями уполномоченного органа по изучению и использованию недр при согласовании условий специального водопользования Соглашения Южказагдра № 27-12-05/134 от 06.05.2021 г.



КАЗАХСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
АУЫЛ ШАРУАШЫЛЫҒЫ МИНИСТРЛІГІ
СУ РЕСУРСТАРЫ КОМИТЕТІ

СУ РЕСУРСТАРЫН ПАЙДАЛАНУДЫ
РЕТТЕУ ЖӘНЕ ҚОРҒАУ ЖӨНІНДЕГІ
АРАЛ-СЫРДАРІЯ БАСЕЙІНДІК
ИНСПЕКЦИЯСЫ



МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ПО ВОДНЫМ РЕСУРСАМ

АРАЛО-СЫРДАРЬИНСКАЯ БАСЕЙНОВАЯ
ИНСПЕКЦИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
И ОХРАНЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ

120008, Қызылорда қаласы, Амангелді көшесі 107
тел: 8 (7242) 23-58-50, факс: 8 (7242) 23-56-07
E-mail: as_bvu@mail.ru

120008, город Кызылорда, улица Амангельды, 107
тел: 8 (7242) 23-58-50, факс: 8 (7242) 23-56-07
E-mail: as_bvu@mail.ru

РАЗРЕШЕНИЕ на специальное водопользование в Республике Казахстан

Выдано ТОО СП «Қуатамдонмұнай»
(наименование юридического лица или Ф.И.О. физического лица)
Реквизиты 30 июня 2009 г. 7738-1933-ТОО/ИУ/ г. БИН 941040001055 РНН-
331000034818 БИК 192101308 АО «Банк Туран Алем» г. Кызылорда ул.
Амангельды 106 тел (8-724) 23-56-00
(для юридических лиц: дата и номер государственной регистрации, РНН, адрес, телефон)

для физических лиц: удостоверение личности, РНН, адрес)
для (на) добычу подземных вод
(вид водопользования)
на участке водозабора для технического и хозяйственно-питьевого
водоснабжения нефтяного месторождения «Коньс»
(объект водопользования)
для производственно-технического и хозяйственно-питьевого
водоснабжения
(цель водопользования)

Разрешение выдано на срок до 1 июня 2031г

"7" декабря 2009г.

№ 8-28/1006 Серия АРА/Сыр/Дар/



Начальник инспекции Карлыханов А.К
(подпись)
м.п. (Ф.И.О.)

Срок действия разрешения продлен до «__» _____ 20__ г.

(Начальник БВИ, заместитель начальника БВИ)
подпись

м.п.

**Приложение к разрешению на специальное водопользование
№ 8-28/1006 Серия АРА/СырДар от «7» декабря 2009 г.
на использование подземных вод в Республике Казахстан**

1. Характеристика и особенности подземного водного объекта (месторождение, участок недр) для технического и хозяйственно-питьевого водоснабжения нефтяного месторождения «Коныс» расположенного на территории Сырдаринского района Кызылординской области. Водозабор эксплуатирует подземные воды верхнемеловых туронских отложений месторождения подземных вод «Коныс».

1) наименование подземного водного объекта и геолого-морфологическая привязка водозабор расположен на контрактной территории ТОО СП «Куатамлонмунай» на нефтяном месторождении «Коныс» в пределах пологоволнистой равнины. Скважины эксплуатируют подземные вод верхнемеловых туронских отложений месторождения подземных вод «Коныс» в пределах Кызылкумского артезинского бассейна.

2) целевое назначение для производственно-технического и хозяйственно-питьевого водоснабжения;

3) наименование продуктивного водоносного горизонта Подземный воды приурочены к водоносному горизонту верхнемеловых туронских отложений Водовмещающие породы представлены мелкозернистыми песками эффективной мощностью 70м. Уровень подземных вод устанавливается на глубине 91,8-96,1м. Дебиты скважин – 5,2-10,5 $\text{дм}^3/\text{с}$ при понижении уровня воды 9,05-54,8 м. Воды горизонта по химическому составу сульфатно-хлоридные натриевые с минерализацией 2,8-3,7 $\text{г}/\text{дм}^3$.

4) опыт эксплуатации объекта и сведения о водозаборном сооружение будущий водозабор состоит из девяти эксплуатационных скважин (№3В, 4В, 0720, 0726, 0721-0725) и наблюдательной (№2В) и резервной (№1В) скважин. Расстояние между скважинами до 3500м. Скважины №1В, 2В, 3В, 4В, 0720-0726 пробурены с 1999-2005г. Глубина скважин 350-400м. Дебит скважин 6,0-10,5 $\text{дм}^3/\text{с}$ при понижении уровня на 9,05-54,8м.

5) количественные и качественные показатели объекта и др. особенности Запасы месторождения по категории В утверждены в ГКЗ РК (протокол №566-07-У от 30.01.2007г.) в количестве 2,5 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ сроком на 25лет;

6) ответственный за водопользование (Ф.И.О., контактный телефон) Генеральный директор Канг Кифи тел. (8-724) 23-16-00, 23-16-21

2. Характеристика водопользования и особенности подземного водного объекта:

1) цель водопользования добыча подземных вод с целью производственно-технического и хозяйственно-питьевого водоснабжения;

Общая потребность вахтового поселка месторождения Коныс в хозяйственной воде составляет 200 $\text{м}^3/\text{сут}$ (техническое водоснабжение-1795 $\text{м}^3/\text{сутки}$). В связи с отсутствием в районе расположения вахтового поселка подземных вод питьевого качества извлекаемых подземных вод будет использовано на хозяйственно-питьевые нужды после проведения

водоподготовки с доведением качества воды до соответствия требованиям СанПиН 3.02.002.-04 РК и ГОСТ 2874-82. Для опреснения воды используется установка ПВ-400.

2) тип водозаборного сооружения (скважины, колодцы, шахты и т.д.), и расстояние между ними (м); расстояние между скважинами 3500 м;

3) количество эксплуатационных и резервных скважин 9- эксплуатационных 1-резервная, 1-наблюдательная

4) тип и производительность водоподъемного оборудования ЭЦВ 8-40-125;

5) нагрузка на одну или группу скважин (минимальная, максимальная, тыс. м³/год, м³/сут, л/с) 728,2; 1995; 23,1

6) удельные расходы свежей воды на единицу продукции 1995 м³/сут

7) допустимое уменьшение поверхностного стока при заборе подземных вод (тыс. м³/год, м³/сутки, м³/с) _____ ;

8) наличие и характеристика оборудования для учета использования вод, ведению режимных наблюдений и лабораторных анализов Учет количества воды будет производиться счетчиками учета воды типа СТВ, ВКСМ, термометры ТМ-10, электроуровнемеры на эксплуатационных скважинах будут установлены пьезометры для замеров динамического уровня воды.

9) границы зоны (округа) санитарной охраны (для одиночной и группы скважин или водозабора) согласно Сан ПиН РК4.01-02-2001;

3. Водопользование разрешается при соблюдении следующих условий:

1) объем изъятия подземных вод, (тыс. м³/год, м³/сут, л/с) 728,2; 1995; 23,1.

2) сезонное по месяцам водопотребление (тыс. м³/год, м³/сутки, м³/с):

Вид Водопользования	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Всего тыс. м ³ /год
ПТВ	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	655,2
ХПВ	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	6,08	73,0
Итого	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	60,68	728,2

3) условия отпуска подземных вод потребителям использование подземных вод по целевым назначением;

4) требования по ведению мониторинга подземных вод (наличие режимной сети, наблюдений за режимом эксплуатации и качеством подземных вод и т.д.) согласно проекта эксплуатации;

5) требования к качеству забираемой (сбрасываемой) воды согласно проекта эксплуатации;

6) сроки предоставления на согласование проекта эксплуатации месторождения и начала работ имеется;

7) обязательства по оценке и переоценке эксплуатационных запасов и детального изучения объекта водопользования Запасы месторождения по категории В утверждены в ГКЗ РК (протокол №566-07-У от 30.01.2007г.) в количестве 2,5 тыс. м3/сут сроком на 25 лет

8) объем инвестиций вкладываемых в проект и развитие производственной и социальной инфраструктуры объекта водопользования согласно проекта эксплуатации;

9) требования к организации санитарно-защитных зон, режимной, сети, ведению режимных наблюдений, к расходно-измерительной аппаратуре и др. согласно СанПиН № 3.002.02.04;

10) дополнительные условия и требования к водопользованию

1). Соблюдение условий водопользования в соответствии Водного Кодекса Республики Казахстан, нормативных документов по охране водных ресурсов, природоохранных норм и правил.

2). Представлять годовой отчет по форме 2-ТП (водхоз) «Об использовании воды» в Арало-Сырдарьинское БВИ.

3). В случае реконструкции, изменении условий водопотребления, наименования предприятия переоформить разрешение на специальное водопользование в Арало-Сырдарьинском БВИ.

4). Не допускать превышения установленного лимита водозабора из подземного источника.

5). На скважинах установить водомерные устройства и завести журнал учета воды;

6). Соблюдать все требования указанные в материалах согласования. Строго соблюдать ст 72, 88, 120 Водного Кодекса РК. О всех изменениях в условиях водопользования сообщать в уполномоченный орган в области использования и охраны водного фонда.

7) Оборудовать выпуски сточных вод устройствами учета объемов сброса и вести учет отводимых стоков с регистрацией этих данных в журнале.

8) Использовать подземные воды по целевому назначению;

9) Постоянное соблюдение природоохранных норм и правил.

При нарушении условий водопользования разрешение аннулируется.

Примечание:

Настоящее разрешение составлено в 2^х экземплярах.

К разрешению прилагается ситуационная схема источника подземных вод.

Начальник инспекции Карлыханов. А.

(подпись)



М.П.

Исп. Алибекова А
Тел. 23-56-70

**ПРИЛОЖЕНИЕ 6 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА
ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ**

1 - 1

14009881

**МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ****12.07.2014 жылы****01678P****Берілді****"Жобалау институты, "OPTIMUM" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі**130000, Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Ақтау Қ.Ә., Ақтау қ., 3, № 3ДАНІЕ
№23 үй., БСН: 000740000123(заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты,
әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)**Қызмет түрі****Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және
қызметтер көрсету**(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің
атауы)**Лицензия түрі****басты****Лицензия
қолданылуының
айрықша жағдайлары
Лицензиар**

(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)

**Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары
министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті,
Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары
министрлігі.**

(лицензиярдың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)**ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

Берілген жер**Астана қ.**

1 - 1

14009881

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ****12.07.2014 года****01678P****Выдана****Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии**генеральная****Особые условия
действия лицензии**

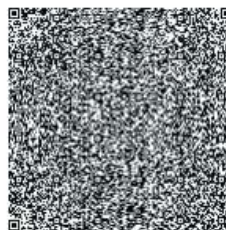
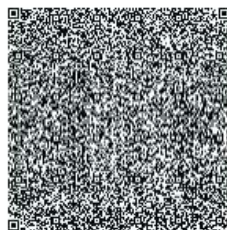
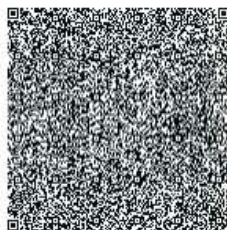
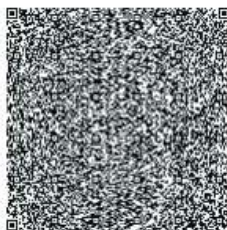
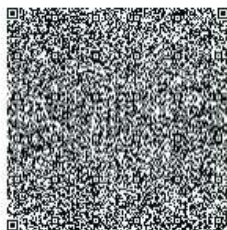
(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар**Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан, Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи**г.Астана**

Берілген құжат "Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы" 2003 жылғы 7 қытардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қарап тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе