



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Lucent Petroleum»
Онай Д.А.



2024 г.

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ к Проекту разработки месторождения Мунайбай

по состоянию на 01.01.2024 г.

Доп. соглашение № 1 к договору № LP-G-141

Генеральный директор,
канд. экон. наук



Заместитель генерального директора
по экологии

Директор департамента охраны недр и
окружающей среды

Ответственный исполнитель,
главный специалист

И.О. Герштанский

А. О. Дусенбаева

Л. У. Ешбаева

Т.Ю.Мигунова

Актау, 2024

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ:

Директор Департамента охраны недр
и окружающей среды

 Л.У.Ешбаева

Ответственный исполнитель,
Главный специалист

 Т.Ю.Мигунова

Главный специалист

 З.Ж.Мурталиев

Главный специалист

 Г.А.Мендигазиева

Старший специалист

 И.А.Саргожа

Т.контроль

 Л.У.Ешбаева

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	9
1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	9
1.1.1 Общая информация о месторождении	9
1.1.2 Климатическая характеристика	12
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей.....	14
1.1.3 Поверхностные воды	14
1.1.4 Подземные воды.....	15
1.1.5 Характеристика геологического строения	18
1.1.5.1 Литолого-стратиграфическая характеристика.....	18
1.1.5.2 Тектоника	26
1.1.5.3 Нефтегазоносность.....	29
1.1.6 Характеристика почвенного покрова	34
1.1.7 Характеристика растительного покрова	36
1.1.7.1 Редкие и исчезающие виды растений.....	43
1.1.8 Характеристика животного мира.....	43
1.1.8.1 Редкие и исчезающие виды фауны	46
1.1.9 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры	47
1.1.9.1 Особо охраняемые природные территории	47
1.1.9.2 Памятники истории и культуры.....	47
1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	49
1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды	49
1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод	50
1.2.3 Характеристика современного состояния почвенного покрова.....	51
1.3 ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КОТОРЫЕ МОГУТ ПРОИЗОЙТИ В СЛУЧАЕ ОТКАЗА ОТ НАЧАЛА НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..	53
1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	54
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 и их исходные характеристики	60
1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки	71
1.5.4 Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, переработки и транспортировки углеводородной продукции нефтегазоконденсатных скважин.....	84
1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа.....	88
1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и конденсата	89
1.5.7 Мероприятия по доразведке месторождения	106
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	116
1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЗДАНИЙ, СТРОЕНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ОБОРУДОВАНИЯ И СПОСОБОВ ИХ ВЫПОЛНЕНИЯ, ЕСЛИ ЭТИ РАБОТЫ НЕОБХОДИМЫ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	118
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..... 119

1.8.1 Оценка воздействия на атмосферный воздух	119
1.8.1.1 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	119
1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	129
1.8.1.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	149
1.8.1.4 Санитарно-защитная зона	151
1.8.1.5 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ.....	152
1.8.1.6 Оценка воздействия на атмосферный воздух	177
1.8.1.7 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха	177
1.8.2 Оценка воздействия на водные ресурсы	182
1.8.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды	182
1.8.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	183
1.8.2.3. Водный баланс объекта.....	184
1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды	188
1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод	188
1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды	190
1.8.3 Оценка воздействия на недра.....	192
1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)	192
1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы	197
1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород.....	199
1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	200
1.8.4.1 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	200
1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв	202
1.8.5 Оценка воздействия на растительность	203
1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние.....	203
1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	205
1.8.5.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие	208
1.8.6 Оценка воздействия на животный мир.....	209
1.8.6.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных	209
1.8.6.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	211
1.8.6.3 Мероприятия по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие	212
1.8.7 Оценка физических воздействий на окружающую среду	213
1.8.7.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий	213
1.8.7.2 Мониторинг физических факторов	217
1.8.7.3 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия.....	217
1.8.7.4 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения	219

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... 221

1.9.1 Виды и объемы образования отходов	221
1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления	232
1.9.3 Рекомендации по управлению отходами	234
1.9.4 Программа управления отходами	235



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	239
2.1 Социально-экономические условия	239
2.2 Социально – экономическое положение Мангистауской области	240
2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона.....	242
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.....	245
4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	248
4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнения отдельных работ)	248
4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели	248
4.3 Различная последовательность работ.....	248
4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели	250
4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	251
4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	251
4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту).....	252
4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду	252
5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	253
5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления	253
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.....	254
5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности	254
5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту .	255
5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту	256
6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	257
6.1 Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	257
6.2 Биоразнообразие.....	259
6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)	259
6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	260
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)	260
6.6 Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	261
6.7. Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	262

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ	263
7.1 Строительство и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по попуттилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения.....	263
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)	266
8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИССИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ	267
9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ.....	270
10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	271
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	272
11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия	273
11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду	276
11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий	277
11.4 Безопасность жизнедеятельности	283
11.4.1 Общие положения	283
11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности	285
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	288
12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха	288
12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ).....	289
12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения	291
12.4 Мероприятия по сохранению недр	293
12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров.....	294
12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности	295
12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира	296
12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов	298
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ .	300
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	302
14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	302
14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу	303



15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ.....	306
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАЙ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	307
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ.....	309
17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	309
17.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	312
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	315
19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ.....	316
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ, ПОЛУЧЕННОЙ В ХОДЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	329
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	333
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	334
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух	334
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	535
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	535
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	545
Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний ..	545
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	557
Справка РГП «Казгидромет»	557
ПРИЛОЖЕНИЕ 5	559
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование	559
ПРИЛОЖЕНИЕ 6	564
Горный отвод ТОО «Lucent Petroleum»	564
ПРИЛОЖЕНИЕ 7	567
Санитарно-эпидемиологические заключения	567
ПРИЛОЖЕНИЕ 8	577
Постановления о внесении изменения в административно-территориальную единицу Жылыойского района...	577
ПРИЛОЖЕНИЕ 9	581
Письмо Комитета лесного хозяйства и животного мира МЭПР РК.....	581
ПРИЛОЖЕНИЕ 10	585
Заключение археологической экспертизы	585

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение Мунайбай расположено в нефтегазоносном районе, где установлена продуктивность юрских, триасовых и пермских отложений (в непосредственной близости открыты месторождения Толкын, Боранколь, Сазтобе, Елемес и др.). К северу от месторождения Мунайбай разрабатывается Прорвинская группа месторождений, содержащих продуктивные горизонты в отложениях юрского и триасового возраста.

В пределах месторождения Мунайбай выделяется два участка: Восточный Мунайбай и Бахыт, расположенный северо-восточнее участка Восточный Мунайбай.

Нефтегазоносность месторождения Мунайбай установлена в 2008 г., когда при опробовании в скважине 1-Восточный Мунайбай (ВМ-1) притоки нефти и газа были получены сначала из триасовых, а затем из пермских отложений.

В 2023 г. выполнен отчет «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.» и утвержден ГКЗ РК (протокол № 2520-23-У от 07.02.2023 г.).

Пробная эксплуатация на месторождении Мунайбай не проводилась.

«Проект разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз» (г. Актау) согласно Дополнительному соглашению №1 к договору № LP-G-141 от 01.03.2023 г. с ТОО «Lucent Petroleum» на основе утвержденных запасов нефти, газа и конденсата в ГКЗ РК 2023 г. в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр».

Результаты замеров пластового давления показывают аномально высокое пластовое давление по всем залежам продуктивных горизонтов. При этом, по залежи горизонта Т-Ша на участке Восточный Мунайбай коэффициент аномальности пластового давления 1,5, что относит месторождение Мунайбай к сложным проектам.

«Проектом разработки месторождения Мунайбай...» определены виды и объемы работ по разработке месторождения на весь период рентабельной добычи углеводородов, в том числе объем работ в подготовительный период.

Ввод в эксплуатацию промышленных объектов месторождения Мунайбай зависит от сроков завершения обустройства участков месторождения и предусмотрен в следующей последовательности:

- на участке Бахыт газоконденсатную залежь (горизонт Т-II) – в III квартале 2025 г.;
- на участке Восточный Мунайбай нефтяную залежь (горизонт Т-Ша) и



газоконденсатные залежи (горизонты КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) – в III квартале 2028 г., после завершения строительства УКПГ и К (установка комплексной подготовки газа и конденсата), строительства УПН (установка подготовки нефти) и сбытового газопровода.

Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду проектируемых работ на месторождении Мунайбай.

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

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

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

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ❖ Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду №KZ96VWF00288557 от 30.01.2025 г.
- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

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



1 ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1 ОПИСАНИЕ ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1.1 Общая информация о месторождении

Недропользователем месторождения Мунайбай является ТОО «Lucent Petroleum».

Непосредственно месторождение Мунайбай располагается на территории Бейнеуского района Мангистауской области.

Через станцию Опорная проходит водовод волжской воды Астрахань – Мангистау, который может служить источником как технического, так и (после соответствующей очистки) питьевого водоснабжения. Источники пресной воды отсутствуют.

В рассматриваемом районе находятся многие находящиеся в разработке месторождения таких компаний, как АО «Эмбамунайгаз» (Западная Прорва, С. Нуржанов, Актобе и т.д.), ТОО «Тенгизшевройл» (Тенгиз), а также других недропользователей.

Ближайшим населенным пунктом является село Боранкул, расположенный в 81 км к северо-востоку от месторождения. Административный центр Бейнеуского района - село Бейнеу находится в 112 км к юго-востоку от контрактной территории. Областной центр – город Актау – находится на расстоянии более 500 км к юго-западу от площади.

В связи с суровыми природно-климатическими условиями район не заселён. Крупные населенные пункты находятся вне контрактной территории на расстоянии более 80 км.

Вдоль железной дороги Мангистау – Макат проходит шоссейная дорога, магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск, ЛЭП и линия телефонной связи. Железнодорожная магистраль ст. Мангышлак – Макат, связывающая Мангистаускую область с другими областями Казахстана и России, проходит к востоку от площади. Ближайшей железнодорожной станцией является Опорная.

Расстояние от границы горного отвода месторождения Мунайбай до границы Атырауской-Мангистауской областей составляет 19 км.

Ранее до 2007 года ближайшим населенным пунктом в Атырауской области был поселок Сарыкамыс, который упразднен в соответствии с Законом Республики Казахстан от 8 декабря 1993 года статьей 11 №4200 "Об административно-территориальном устройстве Республики Казахстан", на основании постановления акимата Жылыойского района от 4 декабря 2006 года №419 и решения Жылыойского районного маслихата от 7 декабря 2006

года №28-16. Постановлением Правительства Республики Казахстан от 18 марта 2002 года №321 в срок до 2006 года принято решение об обеспечении переселения жителей поселков Сарыкамыс и Жана-Каратон Атырауской области в город Атырау (представлены в Приложении 8).

Ближайший жилой населенный пункт Атырауской области – аул Майкомген расположен на расстоянии 101 км от месторождения Мунайбай, что обуславливает отсутствие воздействия на населённый пункты Атырауской области из-за дальности географического расположения.

Обзорная карта расположения месторождения Мунайбай представлена на рисунке 1.1.1.1.



Рисунок 1.1.1.1 - Обзорная карта расположения месторождения Мунайбай

1.1.2 Климатическая характеристика

В орографическом отношении Бейнеуский район представляет собой полупустынную равнину, слабохолмистую, с преобладанием соров, с сыпучими и слабо закреплёнными песками. Абсолютные отметки рельефа по Балтийской системе высот колеблются в пределах от -3 до -20 метров.

Климат района расположения месторождения Мунайбай резко континентальный, сухой, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года от весьма холодной зимы до очень жаркого лета. Рассматриваемый район относится к четвертому климатическому поясу.

Температура воздуха. Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождения составляет минус 35°C, абсолютный максимум – плюс 45°C. Среднемесячная минимальная температура самого холодного месяца по станции Бейнеу составила минус 22,9°C, среднемесячная температура самого холодного месяца составила минус 11,3°C. Среднемесячная максимальная температура самого жаркого месяца по станции Бейнеу составила плюс 33,9°C, среднемесячная температура самого жаркого месяца составила плюс 27,5°C. Продолжительность безморозного периода составляет 184 дня.

Ветер. Влияние Каспийского моря существенно сказывается в сезонной смене преобладающих направлений ветра: в холодное время года господствуют ветры восточного и юго-восточного румба, в теплое время года – северного и северо-западного.

Средние месячные скорости ветра в течение года изменяются незначительно, от 3,8 до 5,1 м/с. Наибольшие средние месячные скорости ветра наблюдаются в марте-апреле, наименьшие – летом. Сильные ветры более 15 метров в секунду в Бейнеуском районе наблюдаются до 21 дня в год. Скорость ветра, повторяемость превышения которой составляет 5%, составляет 7,8 м/с. Наибольшую повторяемость имеют ветры со скоростью 3-4 м/с и составляют в балансе года до 70%.

Атмосферные осадки. Регион месторождения Мунайбай отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. При этом на повышенном фоне количества осадков с апреля по октябрь, выделяется два максимума: в мае и октябре. В Бейнеуском районе в целом за год выпадает 158 мм осадков, из них 62% приходится на теплый период и 38% - на холодный период.

Снежный покров. Рассматриваемый район месторождения Мунайбай относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Его высота обычно не превышает 15 см. Для

этого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим. Число дней со снежным покровом в среднем 63 дня. В холодные зимы продолжительность залегания снежного покрова достигала 113 дней, в теплые зимы составляла всего 7 дней.

Влажность воздуха. Среднегодовая относительная влажность воздуха в районе месторождения Мунайбай составляет 56%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре 86%, минимальная – в августе 34%.

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, по данным метеостанции Бейнеу, представлена в таблице 1.1.2.1.

Таблица 1.1.2.1 – Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания вредных веществ в атмосфере Бейнеуского района

Наименование	Значения
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца, t°C	33,9
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, t°C	-11,3
Среднегодовая роза ветров, %	
С	6
СВ	5
В	19
ЮВ	23
Ю	11
ЮЗ	7
З	14
СЗ	15
штиль	6
Скорость ветра (И*) повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	7,8

Средняя повторяемость направлений скорости ветра по данным метеостанции Бейнеу приводится на рисунке 1.1.2.1.

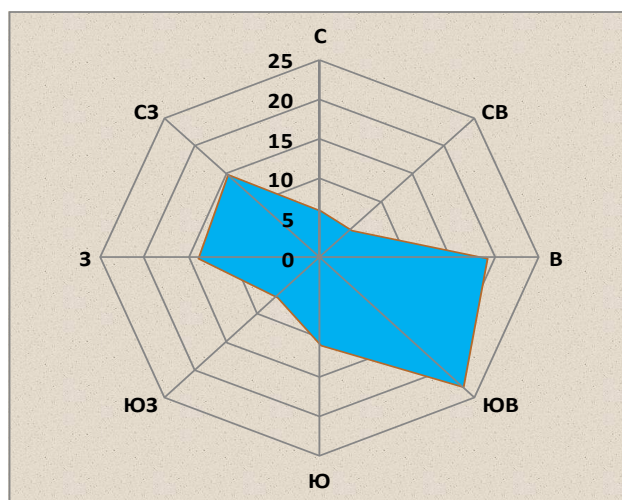


Рисунок 1.1.2.1 – Годовая роза ветров

1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей

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

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

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

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

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

Таким образом, совокупность климатических условий территории Мангистауской области: режим ветра, штиль, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.

1.1.3 Поверхностные воды

Для региона характерным являются условия засушливого климата с резкими колебаниями температуры, большим дефицитом влажности, высоким уровнем засоленности почв с характерной однородной пространственной структурой.

Гидрографическая сеть не развита. Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения Мунайбай *отсутствуют*.

В орографическом отношении район работ представляет собой плоскую солончаковую приморскую равнину с полным отсутствием постоянной гидрографической сети (реки, родники).

Расстояние от границ горного отвода месторождения Мунайбай до ближайшего водного объекта (Каспийское море) составляет более 50 км, в связи с этим, учитывая удаленность объектов месторождения от Каспийского моря, можно отметить, что воздействие разработки месторождения Мунайбай на поверхностные воды *отсутствует*.

1.1.4 Подземные воды

Месторождение Мунайбай является элементом водонапорной системы Прикаспийского артезианского бассейна, и непосредственно относится к Эмбинскому артезианскому бассейну второго порядка. В пределах месторождения Мунайбай область питания и область разгрузки водоносных комплексов происходит с северо-востока на юго-запад.

Продуктивными на месторождении Мунайбай являются триасовые (верхний отдел и нерасчлененная толща ниже-среднего отделов) и нижнепермские (артинские и ассельские) отложения. На момент написания данного Проекта на месторождении Мунайбай в 2009 году отобраны пробы воды из скважины ВМ-1 из артинского (2 пробы, интервал 4465-4505 м) и ассельского (1 проба, интервал 4585-4598 м) водоносных горизонтов, которые признаны пластовыми (таблица 1.1.4.1).

Результаты анализа пластовых вод пермских отложений по изучению физико-химических свойств представлены в таблице 1.1.4.2.

Пластовые воды артинского водоносного горизонта пермских отложений являются слабыми рассолами при средней минерализации $77,5 \text{ г/дм}^3$ и плотности $1,052 \text{ г/см}^3$. При преобладании ионов хлора над ионами натрия по генетической классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу. При среднем $\text{pH}=6,69$ являются щелочными и очень жесткими.

Пластовые воды ассельского водоносного горизонта представлены одной пробой из скважины ВМ-1. Вода является слабым щелочным рассолом, жестким. Наглядно прослеживается преобладание хлор-иона над натрий-ионом. По генетической классификации В.А. Сулина относится к хлоркальциевому типу.

Таблица 1.1.4.1 – Месторождение Мунайбай. Сравнение характеристик и содержания ионов и примесей пластовой воде артинских и ассельских отложений

Характеристика		2009 г.							
		Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Сред. значение	Кол-во исследованных		Диапазон изменения	Сред. значение
		скв	проб			скв	проб		
Водоносный горизонт		Артинский				Ассельский			
Газосодержание, м³/м³		-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание сероводорода в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание двуокиси углерода в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание углеводородов в составе водорастворенного газа, % (об.)		-	-	-	-	-	-	-	-
Объемный коэф., доли ед.		-	-	-	-	-	-	-	-
Плотность, г/м³		1	2	1,044-1,059	1,052	1	1	1,044	1,044
Вязкость, мПа·с		1	2	0,96-0,95	0,95	1	1	0,96	0,96
Общая минерализация, г/дм³		1	2	77,2-77,8	77,5	1	1	59,9	59,9
Примеси, мг/дм³		-	-	-	-	-	-	-	-
Водородный показатель (pH)		1	2	6,03-7,35	6,69	1	1	5,58	5,58
Содержание ионов, мг/дм³	Cl⁻	1	2	45245-47051	46148	1	1	35678	35678
	SO₄²⁻	1	2	528-810	669	1	1	780	780
	HCO₃⁻	1	2	499-1097	798	1	1	885	885
	Ca²⁺	1	2	3813-5912	4862	1	1	2432	2432
	Mg²⁺	1	2	426-659	542	1	1	893	893
	Na⁺ + K⁺	1	2	23378-25541	24459	1	1	18574	18574

Таблица 1.1.4.2 – Месторождения Мунайбай. Физико-химические показатели свойств проб воды

Сква- жина Гори- зонт	Дата отбора Интервал перфора- ции	pH	Плот- ность воды, при 20 ⁰ С, г/см ³	Компонентный состав, мг/дм ³ / мг-экв/дм ³								Примеси, мг/дм ³		Минерализация, г/дм ³	Общая жесткость, мг-экв/дм ³	Тип воды по В.А.Сулину	Место проведения анализа
				Na ⁺ +K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃	Микроком- понентный состав, мг/дм ³		Fe _{общ}	CO ₂ H ₂ S				
										Br Ba	J _i						
месторождение Мунайбай																	
BM-1 P _{1a}	9.03.2009 4465-4505	7,35	1,044	25540,5 1110,5	3812,7 190,6	659 55	45245,5 1274,5	810 16,7	1096,6 18	- -	-	-	- -	77,2	245,6	ХК	АО «НИПИ нефтегаз»
BM-1 P _{1a}	17.03.2009 4465-4505	6,03	1,059	23377,9 1016,4	5911,8 295,6	425,6 35,5	47051 1325,4	527,8 10,9	499,5 8,2	следы н/о	6,8	82,8	404,8 5,6	77,8	331,1	ХК	
Средние значения по артинскому горизонту		6,69	1,052	24459 1063	4862 243	542 45	46148 1300	669 14	798 13	-	6,8	82,8	404,8 5,6	77,5	290	ХК	
BM-1 P _{1as}	23.02.2009 4585-4577 4598-4588 4602-4598	5,58	1,044	18574,1 807,6	2432 121,6	892,8 74,4	35677,5 1000,5	799,5 16,5	884,5 14,5	- -	- -	622,4	- -	59,9	196	ХК	Хим. Лаб. ТОО «ТНГ»
Средние значения по ассельскому горизонту		5,58	1,044	18574,1 807,6	2432 121,6	892,8 74,4	35677,5 1000,5	799,5 16,5	884,5 14,5	- -	- -	622,4	- -	59,9	196	ХК	

1.1.5 Характеристика геологического строения

1.1.5.1 Литолого-стратиграфическая характеристика

На месторождении Мунайбай бурением вскрыты отложения от четвертичных до каменноугольных, на максимальную глубину 5874 м параметрической скважиной Мунайбай-10 (М-10).

Каменноугольная система - С

Наиболее древние породы вскрыты в скважине М-10 и относятся к нерасчлененным каменноугольным отложениям С.

Интервал 5519-5874 м по керну представлен преимущественно известняками серыми детритовыми, крупнопесчанистой размерности с мелкогравийной примесью, зерна и обломки угловатые и полуугловатые, цемент кристаллический кальцитовый, тип цемента – поровый. Известняки в различной степени доломитизированы, раскристаллизованы с пропитками темного битума. Встречены известняковые песчаники разномзернистые, прослои известнякового гравелита, сцементированного разномзернистым кальцитом.

Среди известняков встречаются прослои доломитов, а также черных аргиллитов. В аргиллитах и обломочных известняках имеются примазки углисто-битуминозного вещества.

Вскрытая толщина каменноугольных отложений составляет 354 м.

Пермская система (Р)

Нижний отдел (Р₁)

В разрезе нижней перми, вскрытом на месторождении Мунайбай, выделены отложения ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов.

Ассельский ярус - Р_{1а}

Карбонатно-терригенная толща ассельского яруса представлена известняками и доломитами. Известняки темно-буровато-серые, буровато-серые, тонкокристаллические, крепкие, окремнелые, с включениями пирита в виде тонкорассеянных зерен и гнезд, с вертикально расположенными трещинами (до 0,3 см), выполненными кальцитом. Отмечаются тонкие пропластки зеленовато-серых и почти черных аргиллитов, алевролитистых, плитчатых, сильно пиритизированных тонкорассеянными зернами пирита, с гнездами кальцита и кремней халцедонового состава (местами биогенный кремнезем).

Доломиты известковые, серые, кристаллически-зернистые, крепкие, слабо трещиноватые.

К отложениям ассельского яруса на месторождении Мунайбай приурочен продуктивный горизонт КТ-Па.

Толщина отложений ассельского возраста колеблется от 119 м вскрытой толщины (скв. ВМ-1) до 596 м (скв. М-10).

Сакмарский ярус - P_{1s}

Породы сакмарского возраста представлены аргиллитами известковистыми, доломитовыми, серыми, слоистыми, средней крепости с включениями кальцита.

Встречается глина аргиллитоподобная, известковистая, доломитовая.

Толщина отложений яруса варьирует от 50 м (скв. LP-3) до 77 м (скв. М-10).

Артинский ярус - P_{1ar}

Отложения артинского яруса литологически представлены преимущественно известняками темно-серыми детритовыми, крупнопесчанистой размерности, зерна и обломки угловатые и полуугловатые, цемент кристаллический кальцитовый; тип цемента – поровый; известняки в различной степени доломитизированы, раскристаллизованы с пропитками темного битума. Доломиты известковистые серые, буровато-серые, крепкие, пористые, кавернозные, слабо трещиноватые, с включениями кальцита. Трещины ориентированы в разных направлениях, по стенкам трещин имеются примазки твердого черного битуминозного вещества

С отложениями артинского яруса на месторождении Мунайбай связаны газоконденсатные залежи горизонтов КТ-I верхний и КТ-I нижний.

Толщина артинских отложений достигает 239 м (скв. ВМ-1) – 275 м (скв. М-10).

Кунгурский ярус – P_{1k}

Поскольку участок расположен в зоне выклинивания кунгурских отложений, они имеют здесь своеобразный литологический состав. На месторождении разрез сложен преимущественно терригенными отложениями с незначительными по толщине прослоями каменной соли.

Толщина кунгурских отложений в скв. М-10 составляет 25 м.

Мезозойская группа (Mz)

Мезозойские отложения с большим стратиграфическим несогласием (отсутствуют породы позднепермского возраста) залегают на отложениях нижнепермского возраста. Мезозойская группа сложена породами триаса, юры и мела.

Триасовая система (Т)

На месторождении Мунайбай триасовая толща залегает на сероцветных терригенно-карбонатных отложениях нижнепермского возраста.

На основании литологической характеристики пород и по аналогии с соседними месторождениями (Толкын, Табыл, Сазтобе) отложения триасовой системы в разрезе делятся

на две пачки. Нижняя условно отнесена к нерасчлененным отложениям нижнего-среднего триаса. Верхняя, меньшая по толщине, отнесена к верхнетриасовому возрасту.

Нижний+средний отделы (T_{1+2})

Нерасчлененные ниже-среднетриасовые отложения на месторождении вскрыты 4 скважинами и представлены чередованием пачек песчаников толщиной от 10 м до 45 м, расчлененных прослоями аргиллитов и алевролитов толщиной до 7 м.

Песчаники буровато-серые, полимиктовые, тонкозернистые, на крепком кварцево-карбонатном цементе порово-базального типа, неравномерно пропитанные твердым битуминозным веществом, сильно пиритизированные в виде желваков и конкреций, с линзами (до 8 см) светло-серых, тонкозернистых, кварцевых песчаников на кальцитовом цементе.

Гравийные и галечные конгломераты состоят из хорошо окатанных обломков кварца, кремнистых пород, эффузивов кислого состава и обломков известняков разного типа: оолитовых, органогенно-обломочных, микрокристаллических, сцементированных известково-глинистым веществом.

С этими отложениями на месторождении Мунайбай связаны продуктивные горизонты Т-Ша, Т-Шб и Т-IV, с нефтяными залежами на участке Восточный Мунайбай и газконденсатными - на участке Бахыт.

Толщина нерасчлененных ниже-среднетриасовых отложений колеблется от вскрытых 218 м (скв. Бахыт-1) до 496 м (скв. М-10).

Верхний отдел (T_3)

К верхнетриасовым отложениям условно отнесены зеленоцветные породы, трансгрессивно залегающие на темно-серых отложениях ниже-среднетриасового возраста. Они представлены неравномерным переслаиванием глинисто-алевролитовых пород зеленовато-серого, темно-серого, серого цвета, насыщенных обуглившимся растительным детритом. Эти породы расчленены пачками серых мелко- и среднезернистых, плохо отсортированных песчаников разной толщины (от 10 м до 45 м).

Песчаники серые с зеленоватым оттенком, полевошпатово-кварцевые, массивные, мелко-среднезернистые и тонкозернистые, на каолинистом цементе порово-контактного типа, крепкие и средне крепкие, местами хлоритизированные, с примесью мелкого гравия и чешуек слюды, местами переходящие в гравелиты.

Гравелиты мелкогалечные, массивные, слабо крепкие, темно-буровато серые, сложенные прозрачными, полупрозрачными, матовыми гальками кварцевого и кремнистого состава, сцементированные каолиновым цементом, пропитанным темно-коричневым и

черным битуминозным веществом. В некоторых участках верхнетриасового разреза, в песчаниках отмечаются тонкие линзовидные прослои скоплений гравийных зерен разного состава, но, в основном, преобладают эффузивные и крепкие осадочные породы (глинистые сланцы и аргиллиты).

С этими отложениями на участке Восточный Мунайбай связана нефтяная залежь Т-II, а на участке Бахыт – газоконденсатная.

Толщина верхнетриасовых отложений достигает 80 (скв. Бахыт-1) – 126 м (скв. LP-3).

Юрская система (J)

Юрская система представлена всеми отделами: нижним, средним и верхним. Нижняя и средняя толщи юрского комплекса преимущественно сложены терригенными породами континентального происхождения, а верхнеюрские отложения – терригенными прибрежно-морского происхождения.

Нижний отдел (J₁)

Литологически представлены песчано-алевролитовыми разностями с редкими пропластками аргиллитов. В разрезе преобладают песчаники серые и белесоватые, желтовато-серые, средне-крупнозернистые, кварцевые, крепкие, плотные, с прослоями темно-серых аргиллитов. В подошве нижней юры прослеживается базальный пласт гравелитов.

Толщина отложений нижней юры достигает 341 м (скв. Бахыт-1) – 446 м (скв. М-10).

Средний отдел (J₂)

Отложения средней юры представлены песчано-глинистыми породами байосского, батского и келловейского возраста. Не исключено, что при принятом расчленении нижняя часть байоса включает породы ааленского возраста.

Байосский ярус - J_{2b}

Литологически представлен в основании - глинами с редкими прослоями глинистых песчаников, в верхней части разреза - с пропластками бурых углей. В низах разреза прослеживается пачка слабоглинистых песчаников.

В верхней сложен глинами песчанистыми, нередко с многочисленными растительными остатками и пропластками бурых углей, с редкими прослоями песков и песчаников, мелкозернистых, известковистых. Глины и аргиллиты гидрослюдистые, алевролитистые и алевролитовые с тонкой неправильно-горизонтальной текстурой. Песчаники – от светло - до темно-серых оттенков, зеленовато-серые, средне- и мелкозернистые.

Толщина яруса колеблется от 279 м (скв. Бахыт-1) до 368 м (скв. LP-3).

Батский ярус - J_{2bt}



Сложен аналогичными по литологии породами (песчаниками, песками, алевролитами и глинами) с включениями углистого вещества. По сравнению с разрезами байоса, в батском разрезе увеличивается содержание песчаных пород.

Толщина отложений батского возраста колеблется в пределах 240 (скв. LP-3) – 251 м (скв. М-10).

Келловейский ярус - J_{2k}

Представлен сероцветной глинистой толщей с прослоями и пропластками песчаников и алевролитов. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, разномзернистые, массивные и слоистые. Слоистость подчеркивается различной сортировкой зерен. Алевролиты серые и зеленовато-серые, массивные, горизонтально-, волнистослоистые. Глины келловейского возраста имеют различные цвета – от серых до голубовато- и зеленовато-серых, иногда с фиолетовыми пятнами. По текстуре они массивные, сланцеватые, тонкослоистые, участками комковатые.

Толщина яруса варьирует от 149 м (скв. ВМ-1) до 188 м (скв. М-10)

Верхний отдел (J₃)

Верхнеюрские отложения представлены оксфордским ярусом.

Оксфордский ярус - J_{3o}

Сложен глинистой и мергельно-глинистой толщами с прослоями и пропластками песчаников и алевролитов.

Глины от серых до голубовато- и зеленовато-серых, иногда с фиолетовыми пятнами, гидрослюдистые, алевролитистые. По текстуре массивные, сланцеватые, тонкослоистые, участками комковатые. Мергели зеленовато-серые и темно-зеленовато-серые, массивные, алевролитистые с обломками фауны и мелкими обуглившимися растительными остатками.

Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, массивные и слоистые. Слоистость подчеркивается различной сортировкой зерен. Алевролиты зеленовато-серые, горизонтально-, волнистослоистые, участками тонкослоистые, мелко- и разномзернистые, с карбонатно-глинистым цементом.

Толщина оксфордских отложений 51 м (скв. LP-3) – 56 м (скв. ВМ-1).

Меловая система (K)

Меловая система представлена в объеме отложений нижнего и верхнего мела.

Разрез нижнего мела сложен отложениями берриаса, валанжина, готерива, баррема, апта и альба. Верхнего – сеноманским и маастрихтским ярусами.

Нижний отдел (K₁)

Берриасский ярус - K_{1b}



Нижняя часть по составу глинисто-мергельная и содержит прослойки алевролитов и песчаников (до 8 м). Толщина мергельных пачек изменяется от 10 м до 25 м, глин – от 5 м до 10 м.

Верхняя толща по составу карбонатная, сложена плотными известняками с пластами доломитовых известняков, доломитов, иногда с прослоями глин.

Известняки и доломитовые известняки серые, светло-серые и зеленовато-серые, тонко-, мелкокристаллические с включениями фаунистических остатков, местами органогенно-обломочные, пористые с включениями зерен глауконита. Глины темносерые, черные, редко зеленовато-серые, тонкослоистые. Мергели серые, темносерые, зеленовато-серые, слабоалевритистые, содержат фаунистические остатки, растительный детрит, включения пирита и глауконита.

Толщина отложений колеблется от 251 м (скв. Бахыт-1) до 259 м (скв. LP-3).

Валанжинский ярус - K_{IV}

Ярус сложен карбонатными породами – доломитами, известняками, мергелями с отдельными прослоями песков. Доломиты известняковые и известковистые, глинистые, алевритистые, зеленовато-серого цвета, крепкие с неровным и волнистым изломом. Известняки органогенно-детритовые с неясно выраженной обломочной структурой, глинистые, алевритистые, светлосерые, крепкие со слабоволнистым изломом.

Мергели светло- или темносерые, иногда с зеленоватым оттенком. Мергели состоят из тонко-, мелкокристаллического кальцита, доломита и нерастворимого остатка (25,0-37,0 %).

Толщина валанжинского яруса составляет примерно 71 м (скв. Бахыт-1) – 89 м (скв. М-10).

Готеривский ярус - K_{Ig}

Сложен ярус, в основном, глинистыми породами с отдельными слоями песков и алевролитов.

Глины алевроитовые и алевритистые, чаще карбонатные, зеленовато-серые, очень твердые, участками тонкослоистые благодаря наличию выклинивающихся прослоек и линзовидных включений светлосерого слюдистого алевролита и темносерой глины.

Алевролиты имеют зеленовато-серую окраску. В составе алевролитов участвуют пелитовые частицы (от 7 до 40 %) и карбонат (от 5 до 37 %). Алевролиты и глинистые породы содержат мелкие обугленные растительные остатки, обломки фауны плохой сохранности и пирит. Пески мелкозернистые, глинистые темно-зеленовато-серой окраски, сильно уплотненные.

Толщина яруса варьирует от 96 м (скв. LP-3) до 119 м (скв. Бахыт-1).

Барремский ярус - K_1br

Сложен ярус песками, алевролитами, подчиненными слоями глин, алевролитов и песчаников.

Пески мелкозернистые, значительно реже среднезернистые, алевролитово-глинистые, глинистые, сильно слюдистые. Алевролиты песчаные и песчанистые, полимиктовые, серовато-зеленые, крепкие, излом обычно неровный. В алевролитах встречаются линзовидные прослои крепкого мелкозернистого песчаника, зеленой и темнокоричневой глины.

Глины барремского яруса обычно алевроитовые или алевроитистые, с пестрой окраской от зеленой, темнокоричневой до малиновой.

Толщина яруса колеблется в пределах 395 (скв. Бахыт-1) – 409 м (скв. LP-3).

Аптский ярус - K_1a

Отложения аптского яруса представлены черными и реже темно-серыми глинами с подчиненными прослоями глинистых алевролитов. В основании прослеживается базальная песчаная пачка.

Песчаники имеют серую и темносерую окраску, крепкие.

Глины аптского яруса, в отличие от барремских, характеризуются темно-серой, иногда черной окраской, содержанием большого количества обломков фауны плохой сохранности и углефицированных растительных остатков. Глины карбонатные, иногда переходящие в глинистый мергель. Среди глинистых встречаются алевроитовые, алевроитистые и реже чистые разности, ограничено наличие песков и песчаников мелкозернистых, алевроитистых, глинистых, слюдистых, слабокарбонатных, темноокрашенных.

Толщина яруса составляет 90 м (скв. LP-3) – 106 м (скв. Бахыт-1).

Альбский ярус - K_1al

Разрез альбских отложений расчленяется на три подъяруса: нижнеальбский подъярус сложен преимущественно глинистыми породами с пластами песков, алевролитов, мергелей; средний подъярус характеризуется чередованием глин с редкими прослоями крепких песчаников и алевролитов; верхнеальбские отложения представляют толщу песков с прослоями глин и песчаников.

Глины альбского яруса алевроитистые, реже алевроитовые и чистые, карбонатные, от серых до черных, твердые с различным изломом.

Пески алевроитистые, глинистые, слабокарбонатные, серой и зеленовато-серой

окраски, изредка встречаются желтого цвета с буроватым оттенком.

Алевролиты мелкозернистые, иногда песчанистые, светлосерого цвета, крепкой и слабой цементации.

Толщина яруса колеблется в пределах 527 (скв. Бахыт-1) – 563 м (скв. LP-3).

Верхний отдел (K₂)

Сеноманский ярус - K_{2s}

В разрезе преобладают глинистые породы с большим количеством прослоев песков и песчаников (до 2 м толщиной). Глины, встреченные в разрезе сеноманского яруса, темносерого цвета, карбонатные.

Песчаники мелкозернистые, желтовато-бурого цвета, очень крепкие, с тонкими прослойками более светлой окраски. Пески темносерые, серые разномзернистые.

Толщина яруса составляет 132 м (скв. Бахыт-1) - 150 м (скв. BM-1).

Маастрихтский ярус - K_{2t}

Представлен чередованием мергелей и мела, с преобладанием первых.

Мергели тонкозернистые, светло-серовато-зеленого цвета, участками более темные.

Мел чаще всего белый, с зеленоватым и сероватым оттенками, писчий, мягкий, твердый, иногда слабоуплотненный, с редкими примазками сажи, содержит мелкие обломки фауны. Мел часто глинистый, в нем наблюдаются тонкие слойки и налеты светлосерой и серой глины и мергеля зеленого цвета. Помимо редких прослоев глины и мергеля, в нем отмечаются единичные слои серого алевролита с глинисто-карбонатным цементом.

Толщина отложений колеблется от 541 м (скв. Бахыт-1) до 560 м (скв. M-10).

Кайнозойская группа

Палеогеновая+неогеновая системы (Pg+N)

Палеогеновые и неогеновые отложения нерасчленены, литологически представлены, в основном, глинами, глинистыми мергелями. Глины зеленовато-серые, желтовато-зеленые, алевролитистые, местами известковистые, плотные; отмечаются включения рыбных остатков и обугленных растительных остатков, пирита и мелких кристаллов гипса.

Глинистые мергели светлые, зеленовато-серые, слабоалевритистые, твердые.

Верхняя часть разреза характеризуется наличием светлосерых и бурых известковистых глин, прослоями песка и битой ракушки, изредка отмечаются линзообразные прослои песчаника.

Толщина отложений достигает 433 м (скв. M-10) - 444 м (скв. BM-1).

Четвертичная система (Q)

Четвертичные отложения представлены лессовидными суглинками, соровыми

отложениями, с обломками раковин, песчано-гравийными наносами. Толщина достигает 15 м.

1.1.5.2 Тектоника

В тектоническом отношении анализируемые структуры Мунайбай и Бахыт находятся на крайнем юго-западном окончании Южно-Эмбинского поднятия (рисунок 1.1.5.2.1). Карбонатные отложения в пределах Южно-Эмбинского поднятия занимают более узкий стратиграфический интервал: с конца нижнего карбона – раннего визе до артинского ярусов нижней перми включительно.

В целом структурная обстановка пермо-триасового комплекса отложений показывает унаследованный характер развития структурообразующих поднятий, где вышележащие отложения облекают палеозойское Южно-Эмбинское поднятие и имеют такое же северо-восточное простираие, только вышележащие поднятия в плане слегка смещаются в юго-восточном направлении, что видимо, показывает преобладающее направление тангенциальных сил сжатия, сформировавших данный вал.

Вместе с тем разломная тектоника, отраженная на сейсмическом волновом поле территории, показывает кулисообразный их рисунок в плане, структуры и разломы, располагаются ступенями, имеют небольшие протяженности (не более 5-6 км), на временных разрезах наблюдается восходящий «цветковый» характер разломов, который сходятся в глубоких частях разреза – все это обосновывает тезис присутствия здесь сдвигов в фундаменте.

Сдвиговый характер разломов, их небольшие протяженности, на данном этапе изученности месторождения не дает основание рассмотреть их как основной фактор, сохранивший залежи. Скорее всего, они имеют или имели значение как пути вертикальной миграции углеводородов, которые заполнили данные структурные антиклинальные ловушки.

Современное представление о структурно-тектоническом строении месторождения Мунайбай основывается на результатах сейсморазведочных работ МОГТ-ЗД, проведенных непосредственно на лицензионной территории с охватом участка Восточный Мунайбай (2009 г.) и участка Бахыт (2021 г.), которые были переинтерпретированы с учетом данных бурения в 2022 г.

Строение триасового разреза, где обнаружены залежи на месторождении Мунайбай, характеризуются структурными картами по отражающим горизонтам Т-I и Т-III и имеет унаследованный характер.

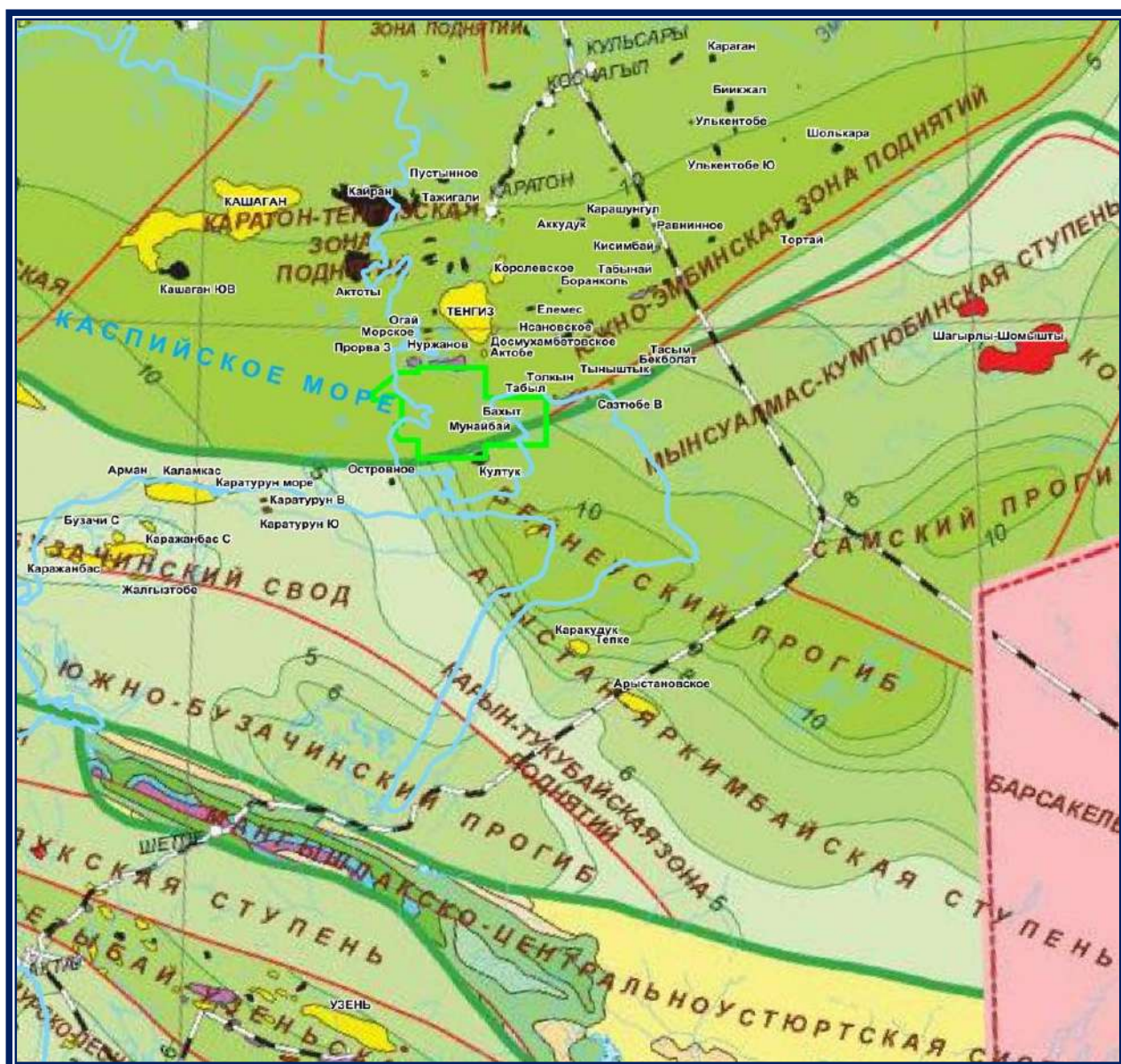


Рисунок 1.1.5.2.1 – Тектоническая схема палеозойского комплекса

По отражающему горизонту Т-I структура Мунайбай представляет собой антиклинальную складку, замкнутую по изогипсе -3925 м и имеющую площадь 12,15 кв. км, амплитуду 100 м. Структура в целом облекает нижележащий вал северо-восточного простирания и осложнена рядом нарушений: F_1 - в северной части структуры с простиранием в северо – восточном направлении, F_4 и F_6 - на юго-западе и юге такого же направления, совпадающим с всеобщим трендом Южно-Эмбинского и Северо-Устьюртского региональных разломов.

Горизонт Т-I поднимается в северо-восточном направлении и в 9 км от структуры Мунайбай образует поднятие Бахыт, который состоит из цепочки антиклинальных складок, и осложнен разрывными нарушениями северо-восточного простирания. Площадь поднятия по общей изогипсе -3800 м составляет 28,5 кв.км. Поднятия имеет несколько локальных

вершин. Скважина Бахыт-1 пробурена в северной вершине структуры, оконтуренной изогипсой – 3725 м, имеющей амплитуду около 20 м. Также имеются южная, восточная и юго-восточная небольшие вершины, имеющие амплитуды порядка 25-100 м. Самую большую амплитуду около 100 м имеет восточная вершина.

Северная и южная вершины имеют общую замыкающую изогипсу -3750 м, площадь замыкания составляет 8 кв.км, отдельные замки каждой из вершин – северная по изогипсе - 3725 м - 0,6 кв.км, южная по изогипсе – 3725 м – 0,82 кв.км. Восточная вершина отдельно замыкается по изогипсе -3775 м., площадь – 1,96 кв.км.

Еще локализуется юго-восточная вершина поднятия, которая тектонически экранирована южным разломом (F_{13}) и имеет замок по изогипсе -3775 м с площадью 1,95 кв.км. Данная вершина является крайней периклиналью поднятия, которая находится за пределами контрактной территории на востоке, вероятнее всего структуры Табыл.

Структура Восточный Мунайбай по отражающему горизонту Т-III имеет четыре свода, с размерами – Западный – 1,0 кв.км по изогипсе - 4225 м, в районе скв. LP-3 – 0,44 кв.км по изогипсе -4080 м., в районе скв. BM-1 – 2,42 кв. км по изогипсе -4075 м, и Восточный – 2,34 кв. км по изогипсе -4075 м, расположенных в пределах единой изогипсы – 4100 м.

Также выделяется восточная структура, экранированная разломом F_{6-1} , с двумя минисводами по изогипсе – 4150 м размерами 0,15 и 0,18 кв.км, соответственно.

Структура Бахыт по горизонту Т-III имеет три свода по изогипсе –3925 м, и имеют размеры: – Западный – 2,36 кв. км, Центральный, где пробурена скважина Бахыт-1, - 6,88 кв.км и Восточный – 4,61 кв.км.

За основу для подсчетных планов нижнепермских продуктивных горизонтов использовались структурные карты по отражающим горизонтам КТ-I (Π_1) и P_{1a} (КТ-II). По нижнепермским отложениям структура имеет блоковое строение, тектоническими нарушениями делится на три блока: I, II, III.

Ниже по тексту приведено описание вышеперечисленных структурных карт по нижнепермским отложениям.

Отражающий горизонт КТ-I (Π_1), приурочен к кровле артинских отложений нижней перми, т.е. представляет собой поверхность подсолевых отложений или отражающий горизонт Π_1 в индексации подсолевых горизонтов Прикаспийской впадины. Карбонатные отложения нижней перми представляют собой биогермные карбонатные постройки в виде гребня, из склоновых известняков типа пакстоунов, вакстоунов, грейнстоунов и баундстоунов. Они обычно значительно доломитизированы, кавернозные и трещиноватые за счет

интенсивного проявления процесса выщелачивания, на сейсмическом волновом поле они охарактеризованы шероховатым рисунком сейсмической записи. Кунгурские отложения небольшой мощности, представляющие соль, встречены в скважине М-10 на западе участка. Отсутствие сплошной кунгурской соли на территории, по-видимому, и является причиной претекания УВ в мезозойские отложения в данном регионе.

По горизонту КТ-I (P_1) структура Восточный Мунайбай представляет собой небольшие тектоно-седиментационные карбонатные постройки, разделенные тектоническими нарушениями F_2 и F_5 на три блока. В блоке I в районе скв. М-10 обособляется тектонически экранированная ловушка с площадью 2,05 кв. км по изогипсе - 4575 м.

Блоки II и III имеют общую замыкающую изогипсу -4425 м, по которому площадь составляет 10,59 кв.км с тремя сводами, имеющими замки по изогипсе – 4375 м. Западный свод находится в блоке II с площадью 1,60 кв. км. Центральный и Восточный своды находятся в блоке III и имеют соответственно площадь – 1,65 кв. км и 1,90 кв. км.

На крайнем юге-востоке участка в районе нарушения F_{6-1} выделяется небольшой свод с площадью 1,03 кв. км по изогипсе -4400 м.

Структура Бахыт по горизонту КТ-I (P_1) представлена тремя гребнями северо-восточного простирания. Но так как данный участок ограничен для ТОО «Lucent Petroleum» глубиной горного отвода только до подошвы надсолевых отложений, геологическое строение по палеозою в рамках данного отчета не рассматривается.

По отражающему горизонту P_{1a} (КТ-II), приуроченному к кровле ассельских отложений нижней перми, структура Восточный Мунайбай также представляет собой тектоно-седиментационные карбонатные постройки, разделенные тектоническими нарушениями F_2 и F_5 на три блока.

В блоке I выделяется небольшая структура примыкания к тектоническим нарушениям F_1 и F_2 с площадью 0,29 кв. км по изогипсе -4900 м. В блоке II в районе скв. LP-3 имеется отдельный небольшой свод с площадью 0,39 кв.км по изогипсе – 4670 м. В блоке III на востоке выделяются два свода – западный, где пробурена скважина ВМ-1 с размерами 1,98 кв. км и восточный – 1,14 кв. км по изогипсе -4625 м.

На крайнем юге-востоке участка в районе нарушения F_{6-1} оконтуривается небольшой свод с площадью 1,8 кв. км по изогипсе -4775 м.

1.1.5.3 Нефтегазоносность

На месторождении Мунайбай нефтегазоносность связана с триасовыми и пермскими

отложениями.

Первооткрывательницей месторождения является поисковая скважина ВМ-1, по результатам бурения, испытания и опробования которой, была установлена нефтегазоносность отложений средне-нижнетриасового комплекса и артинских отложений нижней перми.

В пределах рассматриваемого месторождения Мунайбай выделяется два участка: Восточный Мунайбай и Бахыт, расположенный северо-восточнее участка Восточный Мунайбай.

Всего на месторождении Мунайбай выявлено 7 продуктивных горизонтов: Т-II, Т-IIIА, Т-IIIБ, Т-IV, в пределах которых установлено 4 нефтяных залежи на участке Восточный Мунайбай и 4 газоконденсатные залежи на участке Бахыт в отложениях триаса, 2 газоконденсатные КТ-I-верхний, КТ-I-нижний в артинских отложениях нижней перми и 1 газоконденсатная КТ-IIа в ассельских отложениях нижней перми на участке Восточный Мунайбай.

Продуктивный горизонт Т-II

Участок Восточный Мунайбай

Залежь вскрыта единственной скважиной ВМ-1. Все коллекторы нефтенасыщены. В 2021-2022 гг. в результате испытания методом свабирования интервала перфорации 3857-3875 м (-3876-3894 м) скважины ВМ-1 был получен приток жидкости свабирования с нефтью. Расчетный дебит нефти за два дня освоения скважины составил 0,455 м³/сут. Устьевая проба нефти была отправлена на исследование в лабораторию. Подошва самого нижнего нефтенасыщенного пласта коллектора в скважине ВМ-1 находится на отметке - 3932 м, кровля водонасыщенного пласта-коллектора на отметке -3967,2 м в скважине LP-3.

УВНК принят на абсолютной отметке -3949 м. Залежь пластовая, сводовая, с севера экранирована тектоническим нарушением. Высота залежи достигает 109 м. Размеры залежи составляют 7,2 x 4,5 км. Площадь нефтеносности равна 15945 тыс. м².

Участок Бахыт

Залежь газоконденсатная, на участке вскрыта одной скважиной – Бахыт-1 и пробуренным из нее боковым стволом Бахыт-1 БС.

Залежь установлена по результатам интерпретации материалов ГИС в скважине Бахыт-1 и подтверждена результатами опробования бокового ствола из этой же скважины. В результате опробования интервала перфорации 3733–3742, 3749–3755 и 3766–3775 м (-3729.83-3738.53, -3745.30-3751.10, -3761.75-3770.47 м) был получен приток газа с конденсатом дебитом 95,3 тыс. м³/сут и 28,9 м³/сут, соответственно. Подошва

газонасыщенного коллектора в боковом стволе находится на отметке -3772,3 м.

УВНК принят на абсолютной отметке -3800 м. Залежь пластовая, двухсводовая, тектонически экранированная с юго-востока. Размеры залежи 9,8 х 3,1 км. Площадь составляет 16991 тыс.м². Высота залежи в районе скважины Бахыт-1 составляет 90 м, в районе восточного свода - 140 м.

Продуктивный горизонт Т-Ша

Участок Восточный Мунайбай

На участке Восточный Мунайбай залежь вскрыта скважинами ВМ-1 и LP-3. Пласты-коллекторы в скважине М-10 – водонасыщены.

Залежь установлена по результатам интерпретации материалов ГИС и подтверждена опробованием. В скважине ВМ-1 в процессе бурения скважины в открытом стволе при ИПТ был получен приток нефти дебитом 60 м³/сут. В дальнейшем при опробовании интервала перфорации 4028-4056 м (-4048-4076 м) был получен приток нефти с газом дебитами на 8 мм штуцере 54,1 м³/сут и 9,5 тыс. м³/сут соответственно. В скважине LP-3 при опробовании интервала перфорации 4061-4095 м (-4077,5-4111,5 м) приток получен не был, далее был проведен ГРП, после чего был получен приток нефти с газом, при диаметре штуцера 6,4 мм приток составил 13 м³/сут нефти и 0,42 тыс. м³/сут газа. Подошва самого низкого нефтенасыщенного коллектора находится на отметке -4111,1 м в скважине LP-3, кровля водонасыщенного коллектора в скважине М-10 на отметке -4168,4 м.

УВНК принят на абсолютной отметке -4138 м. Залежь пластовая, сводовая, осложнена тектоническими нарушениями, практически не влияющими на строение залежи. Высота залежи достигает 178 м. Размеры залежи составляют 8,5 х 4,2 км. Площадь нефтеносности равна 20563 тыс.м².

Участок Бахыт

Газоконденсатная залежь на участке вскрыта скважиной – Бахыт-1 и ее боковым стволом Бахыт-1-БС.

Залежь предполагается по результатам интерпретации материалов ГИС. Подошва газонасыщенного коллектора в скважине Бахыт-1 находится на отметке -3867,3 м. В скважине в открытом стволе было проведено исследование ИПТ, в результате которого притока получено не было. Предполагается, что скважиной вскрыты низкопроницаемые пласты. В боковом стволе Бахыт-1-БС выделены по ГИС газонасыщенные коллекторы, опробование не проводилось. Подошва газонасыщенного коллектора находится на отметке -3892 м.

УГВК принят на абсолютной отметке -3930 м. Залежь пластовая, двухсводовая,

тектонически экранированная с юго-востока. Размеры залежи 10,0 х 5,1 км. Площадь составляет 20476 тыс.м². Высота залежи в районе скважины Бахыт-1 составляет 96 м, в районе восточного свода - 170 м.

Т-IIIб горизонт

Участок Восточный Мунайбай

Залежь вскрыта двумя скважинами ВМ-1 и LP-3. В обеих скважинах выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы.

В скважине ВМ-1 при испытании в открытом стволе совместно с горизонтом Т-IV получена жидкость (вода, раствор, нефть). В скважине LP-3 данный горизонт не был опробован. Подошва самого низкого нефтенасыщенного пласта-коллектора находится на отметке -4183,1 м в скважине LP-3. Кровля водонасыщенного – на отметке -4250,6 м в скважине М-10.

УВНК принят на абсолютной отметке -4217 м. Залежь пластовая, сводовая, осложнена тектоническими нарушениями. Высота залежи равна 177 м. Размеры залежи составляют 8,4 х 3,5 км, площадь в пределах внешнего контура нефтеносности равна 18006 тыс.м².

Участок Бахыт

Газоконденсатная залежь предполагается по результатам интерпретации материалов ГИС.

УГВК принят на абсолютной отметке -3988 м. Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи 4,8*2,4 км, Площадь газоносности 7149 тыс.м². Высота залежи 85 м.

Т-IV горизонт

Участок Восточный Мунайбай

Продуктивность горизонта была установлена по скважине ВМ-1 при испытании в процессе бурения пластоиспытателем (КИИ-146) в открытом стволе интервала 4149-4209 м (-4168,6-4228,6 м), где был получен буровой раствор с нефтью, в объёме 415 л за 182 мин.

В скважине LP-3 этот горизонт был опробован в интервале 4188-4256 м (-4204-4272 м), приток получен не был. По результатам интерпретации ГИС в интервале продуктивного горизонта выделяются нефтенасыщенные пласты-коллекторы. Подошва самого нижнего находится на отметке -4274,7 м в скважине ВМ-1. Кровля водонасыщенного коллектора в скважине М-10 находится на отметке -4319,4 м.

УВНК принят на абсолютной отметке -4298 м. Залежь пластовая, сводовая, осложнена тектоническими нарушениями. Высота залежи составляет 179 м. Размеры залежи составили 6,2 х 3,5 км. Площадь нефтеносности составляет 15349 тыс.м².



Участок Бахыт

Газоконденсатная залежь предполагается по результатам интерпретации материалов ГИС бокового ствола скважины Бахыт-1-БС. В результате опробования интервала перфорации 4007–4011, 4012–4017, 4030–4036, и 4038–4044 м (-3996.53-4000.43, -4001.40-4006.28, -4018.97-4024.84, -4026.79-4032.66 м) был получен приток газа с конденсатом. УГВК принят на абсолютной отметке -4076 м. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранирована с северо-востока. Размеры залежи 5,0*2,5 км, Площадь газоносности 8008 тыс. м². Высота залежи 79 м.

Артинские отложения нижней перми, представленные карбонатной толщей (КТ-I), вскрыты на месторождении Мунайбай скважинами ВМ-1, LP-3 и М-10. Скважина М-10 расположена в блоке I, скважина LP-3 – в блоке II, скважина ВМ-1 в блоке III.

Нижнепермские отложения тектоническими нарушениями F₂ и F₅ делятся на три блока. Скважина М-10 расположена в блоке I, скважина LP-3 – в блоке II, скважина ВМ-1 в блоке III. Все установленные в пределах артинских отложений залежи являются газоконденсатными.

КТ-I-верхний пласт

Газоносность залежи КТ-I-верхний была установлена при пластоиспытании в открытом стволе скважины ВМ-1.

Блок I – в скважине М-10 продуктивные коллекторы не выделяются, разрез представлен уплотненными и заглинизированными породами.

Блок II. В 2018 г. в скважине LP-3 был испытан интервал 4284-4750 м (-4300-4766 м) в открытом стволе, включающем все пласты (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний и КТ-IIa). Получены притоки газа с конденсатом с дебитами на 11 мм штуцере 273,5 тыс. м³/сут и 47,4 м³/сут, соответственно. Во всех интервалах продуктивных горизонтов выделяются по результатам интерпретации ГИС газонасыщенные пласты-коллекторы. PLT исследования на определение работающих интервалов провести не удалось.

УГВК принят на абсолютной отметке -4472,5 м. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная с севера, запада и востока. Размеры залежи 2,5 х 3,1 км, высота 172 м. Площадь газоносности составляет 5607 тыс. м².

Блок III. В скважине ВМ-1 из интервала открытого ствола 4328-4367 м (-4347,6-4386,2 м), был получен приток газа с расчетным дебитом до 180 тыс. м³/сут. В результате опробования интервала 4388-4431 м (-4407,6-4450,6 м) был получен фонтанный приток газа с конденсатом на 12 мм штуцере. Дебит газа составил 148,7 тыс. м³/сут, дебит конденсата до 14 м³/сут.

УГВК принят на абсолютной отметке -4452,5 м. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранирована с севера и запада. Размеры залежи 3,5 x 3,0 км. Высота залежи 295 м. Площадь газоносности 9256 тыс. м².

КТ-I-нижний пласт

Также как и по предыдущему пласту выделяется три блока.

Блок I. в скважине М-10 продуктивные коллекторы не выделяются, разрез представлен уплотненными и заглинизированными породами.

Блок II. В скважине LP-3 было проведено совместное испытание всех продуктивных нижнепермских горизонтов, более подробная информация приведена при характеристике вышеописанного горизонта КТ-I-верхний.

УГВК принят на абсолютной отметке -4578,3 м. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная с востока. Размеры залежи 2,3 x 1,2 км, высота 103 м. Площадь газоносности составляет 2165 тыс. м².

Блок III. В пределах блока пробурена скважина ВМ-1, в разрезе которой выделены как газонасыщенные, так и водонасыщенный коллектор. При испытании в процессе бурения в скважине ВМ-1 интервала 4473-4502 м (минус 4492,6-4521,6 м), был получен приток газа расчетным дебитом 39,7 тыс. м³/сут. При опробовании в колонне интервала 4465-4505 м (минус 4484,6-4524,6 м) продуктивность была подтверждена, в результате получены газ, конденсат и вода с дебитами 105,6 тыс. м³/сут, 13,7 м³/сут, 9,1 м³/сут, соответственно, через 14 мм штуцер.

УГВК принят на абсолютной отметке -4522 м. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранирована с запада. Высота залежи 97 м. Размеры залежи составляют 1,0 x 1,0 км. Площадь газоносности - 1025 тыс. м².

Ассельские отложения нижней перми

КТ-IIа продуктивный горизонт

Залежь предполагается впервые по результатам интерпретации материалов ГИС скважины LP-3 в блоке II.

УГВК принят на абсолютной отметке -4679,5 м. Залежь по типу резервуара пластовая сводовая, тектонически экранирована с востока. Высота залежи 54,5 м. Размеры залежи составляют 1,7 x 4,5 км. Площадь газоносности - 4151 тыс.м².

1.1.6 Характеристика почвенного покрова

Территория месторождения Мунайбай в природно-климатическом отношении относится к подзоне северных пустынь.

По геоморфологическому районированию территория месторождения Мунайбай входит в район Прикаспийской низменности, которая представляет собой впадину, где ложе кристаллических и древних осадочных пород опущено на большую глубину и перекрыто толщей неоген-четвертичных морских и континентальных отложений.

В почвенно-географическом отношении территория месторождения относится к подзоне бурых пустынных почв. На формирование почв и почвенного покрова значительное влияние оказывает Каспийское море. Морские отложения Каспия, являющиеся зачастую почвообразующими породами, отличаются исключительно высокой степенью засоления, которая передается почвам. Кроме того, почвенный профиль постоянно подпитывается солями за счет близко расположенных сильно минерализованных грунтовых вод. Поэтому главной отличительной особенностью почвенного покрова территории является широкое распространение засоленных почв. Большой части территории характерна упрощенная структура почвенного покрова. Для песчаных массивов характерны сочетания грядово-бугристых, реже барханных песков с солончаками соровыми. Наиболее сложное строение почвенного покрова наблюдается на равнинах в северо-восточной части массива. Здесь бурые солонцеватые почвы образуют комплексы с солонцами пустынными. В комбинации этих двух ведущих компонентов нередко включаются солончаки и такыры.

Бурые пустынные солонцеватые почвы распространены в виде комплексов с солонцами пустынными. Они бедны органическим веществом. В легкосуглинистом верхнем горизонте содержится чуть более 1% гумуса. В иллювиальном горизонте количество его незначительно снижается, но в некоторых случаях этот горизонт отличается даже большим содержанием гумуса. Глубже количество гумуса резко убывает. Почвы карбонатны по профилю и отличаются высоким содержанием CO_2 карбонатов, достигающим в иллювиальном горизонте 9-10%. Бурые солонцеватые почвы характеризуются повышенным залеганием горизонтов, содержащих легкорастворимые соли. Верхняя часть профиля, включая солонцеватый горизонт, незасоленная, на глубине их количество значительно возрастает и достигает в почвообразующей породе более 1,5%.

Такыры солонцевато-солончаковые имеют незначительное распространение в восточной части территории и занимают плоские понижения, являющиеся зоной аккумуляции жидкого и твердого геохимического стока с окружающих более высоких поверхностей. Такыры содержат небольшое количество гумуса 0,6-0,7%.

Солонцы лугово-пустынные солончаковые имеют незначительное распространение в восточной части территории и приурочены к склонам плоских микропонижений. Содержание гумуса в этих почвах невысокое (0,9-1,2%). В иллювиальных горизонтах

количество органики несколько выше, чем в поверхностном слое. Данные солонцы отличаются глубокой солонцеватостью и значительной мощностью солонцеватого горизонта.

Солончаки луговые распространены на востоке территории, где позднехвалынская равнина прилегает к пескам. Они формируются в понижениях с неглубокими 1-3 м сильноминерализованными грунтовыми водами. Луговые солончаки отличаются от других солончаков повышенной гумусностью (1,5-2%).

Пески на территории месторождения представлены бугристыми, грядово-бугристыми, ячейсто-бугристыми закрепленными и полужакрепленными растительностью формами. Пески очень слабо гумусированы, карбонаты имеют щелочную реакцию водных суспензий. В местах, где песчаные массивы испытывают значительные антропогенные нагрузки (выпас, нефтеразведочное бурение), они в той или иной степени нарушены, становятся менее закрепленными растительностью и подвержены процессам дефляции.

Большая пестрота и разнообразие почвенного покрова месторождения Мунайбай, широкое распространение засоленных, солонцеватых почв и солончаков определяют трудные почвенно-мелиоративные условия, осложняемые засушливостью климата и слабой обводненностью территории.

Все почвы, встречающиеся на рассматриваемой площади, отличаются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания, малой емкостью поглощения. Качественный состав почв в большинстве случаев неблагоприятен для земледелия и требует применения тех или иных мелиоративных мероприятий, так как широкое распространение солонцеватых и засоленных почв, их мелкопятнистое размещение в условиях слабой естественной дренированности территории создают большие трудности при освоении земель.

1.1.7 Характеристика растительного покрова

Растительный покров Мангистауской области очень неоднороден. Неоднородность его пространственной структуры определяется многими факторами, и, прежде всего разнообразием форм, как макрорельефа, так и мезо- и микрорельефа. Многообразие растительных сообществ в регионе связано со сложным геологическим строением территории и находятся в прямой зависимости от пестроты петрографического состава, химизма, возраста почвообразующих пород.

Растительность принадлежит к типично пустынным флорам и развивается в очень суровых природных условиях. Засушливость климата, большие амплитуды колебаний

температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, накладывает глубокий отпечаток на широкое распространение характерной растительности. Для подзоны северных пустынь, где располагается территория месторождения, характерно господство ассоциаций белоземельной полыни с биюргуном и ковылями, к которым часто добавляются различные солянки и мясистые галофиты, а также однолетки и эфемеры.

Здесь наиболее распространены многолетнесолянково–злаково-полукустарничковые сообщества с участием эфемеров. Из полукустарничков, наиболее часто встречаются полыни - белоземельная, черная, солончаковая. Кроме того, в сложении сообществ активное участие принимают ежовники безлистные и солончаковые, кохия простертая, пырей ломкий, ковыль сарептский. Из эфемеров чаще встречаются мортук восточный, бурачок пустынный, мятлик луковичный, ферула Шаир.

Территория, прилегающая к месторождению Мунайбай, в хозяйственном отношении представляет собой малопродуктивные пустынные пастбища.

Вследствие недостатка воды, высоких температур, сильного засоления почвенного профиля, экологические условия существования растений можно считать экстремальными. В связи с этим наибольшее распространение имеют виды, исторически выработавшие адаптационные свойства, соответствующие среде обитания.

Доминирующими видами являются ксерогалофиты, относящиеся к жизненным формам полукустарничков, полукустарников, кустарничков, травянистых многолетников и однолетников с коротким (эфемеры и эфемероиды) и длительным периодом вегетации. Наибольшим числом видов представлены семейства: маревые (Chenopodiaceae), астровые (Asteraceae), злаковые (Poaceae), бобовые (Fabaceae), крестоцветные (Cruciferae) и кермековые (Limonaceae). Ландшафтное значение имеют виды родов сарсазана (Halocnemum), биюргуна (Anabasis), полыней (Artemisia), кермека (Limonium), солероса (Salicornia).

Сарсазан шишковатый (*Halocnemum strobilaceum*) — галомезоксерофильный, длительно-вегетирующий суккулентный стержнекорневой полукустарничек. Ему свойственно вегетативное разрастание укоренением стеблей с помощью развивающихся многочисленных придаточных корней, а также массовое семейное возобновление.

Взрослые особи образуют крупные (более 1 м в диаметре) круговины, а на почвах легкого механического состава — фитогенные бугры. Сарсазан выдерживает очень сильное токсичное для растений, засоление натриево-хлоридного химизма, поэтому он образует преимущественно чистые, моnodоминантные сообщества на соровых и маршевых

солончаках. Сарсазановые пастбища используются, в основном, поздней осенью, когда осенними дождями из них вымываются соли. Сарсазановые пастбища типичны для солончаковой пустыни. Они располагаются на солончаках вокруг соров и озер, в других засоленных понижениях. Близ центра соров произрастают почти чистые сарсазанники. Дальше от сора уменьшается количество соли, сарсазанники становятся гуще, и среди них появляются сочные солянки. Кормовой запас при незначительном хозяйственном использовании (20%) составляет всего 1,5-2,5 ц/га. Это осенне-зимние пастбища для верблюдов. На солончаках обыкновенных в сообществах сарсазана встречаются полукустарнички: кермек полукустарниковый, биюргун, полынь солончаковая, франкения жестковолосая; многолетние травы; кермек каспийский, клоповник.

Встречаются также и однолетки: клоповник пронзеннолистный, горец морской. Наиболее обильны одно летние солянки: солерос, петросимония, сведа, климакоптера. В ранневесенний период характерно участие эфемероидов: тюльпана двухцветного, видов гусиного лука и муртука. Однолетняя травянистая растительность в пустыне характеризуется преобладанием галофильных травянистых однолетников. Наиболее разнообразны ассоциации климакоптеры мясистой (*Climacoptera crassa*), климакоптеры супротивнолистной (*Climacoptera brachiata*), солянки натронной (*Salsola nitraria*), солероса (*Salicornia europaea*), климакоптеры шерстистой (*Climacoptera lanata*), петросимонии супротивнолистной (*Petrosimonia oppositifolia*), сведы простертой (*Suaeda prostrata*).

Однолетнесолянковая растительность очень динамична, недолговечна; может возникать внезапно, при микро катастрофических явлениях на пастбище (сбой, сильный перевыпас, засоление), при сменах сообществ в результате антропогенного воздействия.

Одной из наиболее характерных особенностей однолетнесолянковой растительности является ее пионерный характер при формировании растительного покрова на первичных и вторичных экотопах.

Однолетники, поселяясь первыми, представляют начальную, иногда единственную растительность приморских солончаков морских побережий, где развиты наиболее пышно. Таковы эвригалофиты — солерос, сведа, галопсаммофиты — солянка Паульсена, некоторые виды лебеды.

К повышенным равнинам, с серо-бурыми супесчаными зональными почвами, приурочены сообщества, относящиеся к формации полыни белоземельной.

Полынь белоземельная (*Artemisia terrae-albae*) — полукустарничек 15-30 см высотой. Активная вегетация весной (апрель-июнь), затем период покоя и с середины сентября, независимо от количества осадков — вторичная вегетация и цветение. Во влажные

годы бывает вторичная вегетация полыни белоземельной, в засушливые годы может не быть цветения и плодоношения, не будет достаточного накопления семян в почве. Размножается семенами и вегетативно. Развивает мощную, глубоко проникающую корневую систему. Основная масса корней располагается в верхних, наиболее увлажняемых и менее засоленных почвенных горизонтах (до 80 см), главный корень отсутствует. Лучшее жизненное состояние имеет на почвах легкого механического состава.

Доминирующую роль в сообществах, наряду с полынью, играют такие виды многолетних солянок, как камфоросма (*Camphorosma monspeliaca*), биюргун (*Anabasis salsa*), тасбиюргун (*Nanophyton erinaceum*) и истерек (*Anabasis aphylla*). Последний преобладает на деградированных в результате выпаса и другой хозяйственной деятельности участках.

В составе полынных сообществ в ранне-весенний период обильны эфемеры и эфемероиды (*Poa bulbosa*, *Anizantha tectorum*, *Eremopyrum triticeum*, *Allisum desertorum*), которые характеризуются коротким циклом развития (апрель-май).

По вершинам и склонам всхолмленных равнин и бэровским буграм преобладают многолетнесолянковые сообщества, относящиеся к формациям тасбиюргуна и биюргуна.

Полынь черная (*Artemisia pauciflora*) — доминант второго яруса, ксерофильный полукустарничек до 25 см высотой. Это казахстанско-северотуранский вид, является доминантом пустынных ассоциаций на засоленных почвах равнин и понижений.

Полынь черная начинает вегетировать в конце марта, к середине мая отрастают генеративные побеги. С уменьшением доступной влаги вегетативные побеги с листьями прекращают рост уже во второй декаде мая и начинают подсыхать. К июню листья опадают, и полынь черная впадает в состояние покоя (уходит от засухи). Полынь черная реагирует на осадки появлением зеленых листочков. В годы с осенним увлажнением она вновь по-весеннему зеленеет, цветет и при достаточной влаге плодоносит. Весь цикл вегетации составляет в среднем 150-170 дней.

Полынь черная размножается семенами, урожай которых колеблется по годам и зависит от экологических условий, созревание семян зависит от количества зимне-весенних осадков и суммы положительных температур. Многие всходы, появившиеся в большом количестве весной, с наступлением летней засухи погибают. Полынь черная имеет мощную корневую систему в слое 60 см. Полынь черная образует как самостоятельные ассоциации, так и в комплексе с другими видами. Урожайность черно-полынных пастбищ составляет от 2 до 3 ц/га.

На солонцах лугово-пустынных солончаковых характерны сочетания серий сообщества кокпековых, биюргуновых, однолетнесолянковых, многолетнесолянковых в разных вариациях.

Полынь туранская (*Artemisia turanica*) — распространена на суглинистых почвах. Цикл развития полыни туранской в основном сходен с циклом развития полыни белоземельной. Отличительная черта — большая чувствительность к уменьшению влажности почвы и в результате более раннее вступление в состояние летнего покоя.

У полыни туранской в начале июня опадает 70-80% листьев. Размножается семенами; выживаемость всходов незначительная. Максимум накопления надземной массы происходит в июне с постепенным спадом к осени. Сильно реагирует на годовые колебания осадков. Рекомендуются стравливать весной, ранним летом и осенью; во влажный гол — до июля, в средний — до июня.

Кокпек (*Atriplex cana*) — лебеда седая, доминант второго яруса галоксерофильный полукустарник северной пустыни.

По характеру сезонного развития кокпек относится к растениям с зимне-летней вегетацией. Листья зимой не опадают, а ранней весной начинают ассимилировать. Они держатся на растении год, летом желтеют и опадают. Период вегетации – 80-125 дней. Генеративные побеги отрастают в мае-июне, бутонизирует и цветет в июле. Сентябрь-октябрь — образование семян. Кокпек имеет мощный, сильно разветвленный корень с множеством всасывающих волосков.

У кокпека высокая влажность листьев и пониженная интенсивность транспирации. Постоянно высокое осмотическое давление и перестраивающийся с возрастом засухи режим работы устьиц «экономят» воду в период засухи. Все это благоприятствует длительной жизнедеятельности листьев, а также возможности существования кокпека на почвах с близко и глубоко залегающими грунтовыми водами.

Кокпек — пастбищный корм для верблюдов, лошадей и отчасти овец. Весной и летом скот его почти не поедает из-за большого содержания поваренной соли. Хорошо поедается осенью и зимой.

Чернополынно-кокпековские пастбища распространены в северной пустыне и расположены на засоленных суглинистых почвах равнины. Занимают, в основном, пониженные части рельефа, а также солончаки вокруг соров. Занимают обширные пространства на солончаковых почвах с близким залеганием грунтовых вод и на почвах лишенных связи с грунтовыми водами. Кроме кокпека и полыни в травостое присутствуют эфемеры и эфемероиды. Проективное покрытие колеблется от 35 до 60 %.

Тасбиюргун (*Nanophyton erinaceum*) — полукустарничек, высотой 10-20 см, произрастает на солончаках, выходах пород и щебнистых серо-бурых почвах. Стебли стелющиеся, размножается семенами и вегетативно, благодаря этому устойчив к механическим повреждениям и быстро восстанавливается.

На обнаженных юрских и меловых песчанниках распространены биюргуново-тасбиюргуновые сообщества с участием боялыча черного (*Salsola laricipholia*). По склонам на грубоскелетных щебнистых почвах преобладают солончаково-биюргуново-тасбиюргуновые и серополынно-тасбиюргуновые сообщества. В весенний период в их составе присутствуют эфемеры и эфемероиды. Сообщества отличаются низким проективным покрытием — 10-20%, а продуктивность составляет 1,5-3,0 центнер/га сухой фитомассы.

Солончаковые равнины материковой части заняты сообществами биюргуновой формации. Биюргуновые пастбища являются ландшафтными для пустынной зоны. Распространены на такырах, шлейфах чинков, щебнистых вершинах и склонах сопок и в межсопочных понижениях на щебнистых солонцеватых почвах, солонцах и солончаках серо-бурых и бурых почв.

Биюргун-ежовник солончаковый (*Anabasis salsa*) — стержнекорневой полукустарничек высотой 5-25 см, вегетативно разрастается укоренением стеблей и массово размножается семенами. Особи этого вида способны быстро восстанавливаться после механических повреждений. Вегетация начинается в апреле, с середины мая бутонизирует, в первой декаде и до конца июня цветет. Плоды формируются в течение всего лета. Корни биюргуна проникают на глубину 40-60 см. Стержневой корень, разветвленный с поверхности, глубже 10 см переходит в ветвистые боковые корни. Извилистость корневой системы вызвана уплотненной солонцеватой почвой с тяжелым механическим составом.

Засухоустойчивость биюргуна проявляется в способности менять интенсивность транспирации в зависимости от запасов воды в почве, температуры и влажности воздуха. Средний урожай 2-4 ц/га. Питательные свойства биюргуна сохраняются в течение всего года.

Проективное покрытие от 10 до 35 %. Распределение растений диффузное. Под пологом биюргуна встречается множество эфемеров. Субдоминантами в полынно-биюргуновых ассоциациях являются на бурых солончаковых почвах полынь черная.

В отрицательных формах рельефа, на пухлых солончаках распространены сарсазаново-биюргуновые сообщества. Кроме доминантов в их составе в значительном обилии присутствуют однолетние солянки (*Climocoptera crassa*, *Climocoptera lanata*, *Climocoptera aralo-caspica*).

Эти сообщества широко распространены на приморской равнине, где образуют комплексы с чистыми сарсазанниками. Повышенные участки с грубоскелетными почвами заняты тасбиюргуново-биюргуновыми сообществами. В их составе обычны и другие виды биюргуна: биюргун раскидистый (*Anabasis ramosissima*) и биюргун приземистый (*Anabasis depressa*), а также однолетние солянки, преимущественно из рода климакоптера.

Значительную площадь на участке обследования занимает псаммофитная растительность песчаных массивов. Абсолютными доминантами являются: многолетний полукустарничек полынь песчаная (*Artemisia arenaria*) и многолетний дерновинный злак — еркек (*Agropyron sibiricum*). Для солончаков исследуемого участка характерны также ассоциации многолетнесолянковой растительности (поташниковых, гребенчиковых, а также биюргуно-чернополынных).

Жизгун (*Calligonum squarosum*) — псаммофитный кустарник высотой 80-150 см, доминирует в сообществах, приуроченных к вершинам бугров и гряд. Он имеет мощную, глубоко проникающую, корневую систему, кусты его сильноветвистые, ветви ломкие. У взрослых растений белая кора. Цветет в мае-июне, плодоносит — в июне - июле. Является пескоукрепителем, медоносом, пищевым, дубильным, топливным растением.

В составе сообщества обильны эфемеры и эфемероиды. По склонам преобладают злаково-полынные сообщества с участием жужгуна и эфемеров. В нижних частях отмечены ковыльные группировки (*Stipa Hohenakera*, *Stipa sareptana*). В связи с тем, что песчаные массивы являются наиболее ценными пастбищами, повсеместно выражен сильный перевыпас. Пески разбиты, обарханены, имеют место очаги эрозии и дефляции. Растительность сильно трансформирована, в сообществах доминируют сорные виды, в основном адропсан (*Peganum harmala*) и эбелек (*Ceratocarpus arenarius*).

Гребенщик многоцветный, гребенщик Эверсмана, гребенщик рыхлый, гребенщик удлиненный, гребенщик щетиноволосый (*Tamarix ramosissima*, *Tamarix eversmanii*, *Tamarix laxa*, *Tamarix Tamarix*, *Tamarix hispida*) — гребенщикова ассоциация может быть монодоминантной из одного из указанных видов гребенчиков и может включать 2-3 вида гребенчиков как содоминантов.

Местообитанием гребенчиковых ассоциаций служат пески равнинные засоленные с близким расположением грунтовых вод.

Краткую эколого-биологическую характеристику гребенчиков рассмотрим на примере тамариска удлиненного (*Tamarix elongata*). Это пустынно-солончаковый или пустынно-песчаный вид, декоративное солевыносливое растение, образующее кусты до 2-4 м высотой. Размножается делением взрослых кустов, отсадкой их корневых отростков и

черенками. Цветет в апреле-мае, иногда вторично в сентябре. Цветки ярко розовые, животными не поедается, декоративное, дубильное, красильное, топливное.

Боялыч — солянка древовидная (*Salsola arbusculiformis*) — ксерофильный среднеазиатский полукустарник до 50 см высотой. Этот вид широко распространен в казахстанских пустынях. Вегетация боялыча начинается с марта-апреля. В конце мая рост почти прекращается и боялыч вступает в фазу цветения. Цветет он не каждый год и период цветения неодинаков — 15-25 дней. В июле, в период максимальных температур, боялыч сбрасывает листья.

Возобновляется боялыч семенами. Всходы появляются весной, но часто из-за летней засухи полностью погибают. У боялыча резко выражен ксероморфизм. У взрослых растений корни проникают на глубину 90-130 см, хорошо развит главный корень. Боялыч в отличие от других растений очень плохо отдает воду. Его суккулентные листья очень экономно расходуют воду. Боялыч — корм среднего качества, с урожайностью от 1 до 4 ц/га.

1.1.7.1 Редкие и исчезающие виды растений

Редких, эндемичных и реликтовых видов растений на территории месторождения Мунайбай **не обнаружено**.

При этом, согласно литературным данным, из редких и исчезающих видов растений на территории Мангистауской области можно встретить следующих представителей:

***Atriplex pungens* Trautv. (*Chenopodiaceae*) - лебеда колючая.** Растение очень тонкое, в верхней части с коленчато изогнутыми ветвями; листья линейные, реже обратно ланцевые, цельнокройные с завороченными на верхнюю сторону краями, на конце с опадающим остроконечием. Однолетнее 10-40 см высотой. Эндем. Встречается на солончаках, солонцеватых глинах и мергелях в равнинном пустынном Казахстане.

***Petrosemonia hirsutissima* (Bge) - петросимония жестковолосая,** однолетнее, растение 10-40 см высотой. Цветет в июне. Эндем. Ареал и места обитания — на пухлых солончаках пустынного Казахстана.

***Astragalus brachypus* Schrenk (сем. *Fabaceae*) — астрагал коротконогий.** Полукустарник 60-90 см высотой; кисть 3-8 см длины, односторонняя со сближенными цветками и бобами; венчик пурпуровый, черешки листьев твердеющие, остающиеся, листочки 1-2 парные. Эндем. Ареал и встречаемость: по пескам и солонцеватым местам, зарослям кустарников всего пустынного Казахстана.

1.1.8 Характеристика животного мира

Животный мир Мангистауской области характеризуется обедненным видовым составом и сравнительно низкой численностью.

Согласно литературным данным, ведущую роль среди животного населения играют членистоногие, пресмыкающиеся, рептилии, млекопитающие и птицы.

Земноводные и пресмыкающиеся. Засушливость климата определяет бедность территории поверхностными водами, почвы сформированы на засоленных морских отложениях, растительность разреженная, характерная для пустынь северного типа. Выравненность рельефа, сильная засоленность почв наличие большой сети солончаков с обедненной растительностью, резко континентальный суровый климат, все это является причиной обедненности батрахо - и герпетофауны исследуемого района. Особенно условия обитания усугубляются в бесснежные зимы.

Земноводные представлены лишь одним видом — зеленой жабой. Способность этого вида переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные солоноватые водоемы, а также ночной образ жизни, позволяют этому виду заселить территорию значительно удаленную от водоемов.

Пресмыкающиеся, рептилии. Видовой состав пресмыкающихся представлен 15 видами или 30,6% от герпетофауны РК. Рассматриваемая территория заселена пресмыкающимися неравномерно. На глинистых и песчаных почвах с зарослями полыни встречаются черепахи. Распространены разновидности ящериц. Из змей здесь водятся песчаных удавчик, стрела-змея, степная гадюка. Из широко распространенных видов наиболее многочисленными из ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Численность этих животных достигнет 1,5-2 особи/га (3-4 особи на 1 км учетного маршрута). Из змей, на большей части территории встречаются узорчатый полоз, стела-змея и щитомордник. Численность этих видов ниже, чем ящериц, и составляет 0,4-0,5 особи/га (до 1,5 на 1 ж). Примерно того же порядка численность пискливого геккончика, сцинкового и серого гекконов.

Наиболее богат и разнообразен качественный и количественный состав пресмыкающихся в естественных пустынных ландшафтах вдоль дорог и линий электропередачи, которые создают новые экологические ниши для обитания пресмыкающихся (ящериц и змей). Плотность населения пресмыкающихся здесь достигает 4- 5 особей на 1 км маршрута. Пресмыкающиеся играют заметную роль в биогеоценозах региона и характеризуются высокой степенью зависимости от окружающей среды

Членистоногие представлены паукообразными (скорпион, тарантул, каракурт, фаланга клещи), многоножками (мокрицы) и обилием насекомых (саранчовые и сверчки, муравьи, жуки, комары, стрекозы и др.).

Млекопитающие представлены не менее 37 видами, в основном грызунами (24 вида), из которых 11 - широко распространены (тушканчик, пегий пutorак, суслик, песчанка и др.). Численность широко распространенных в пустынях Прикаспия сусликов, тушканчиков, мышевидных грызунов в последнее десятилетие довольно низкая, особенно в зоне периодического затопления при нагонах. По материалам противочумной станции численность большой песчанки на различных участках региона колеблется от 0,6 до 5,8 особей/га. Показатели плотности населения полуденной и краснохвостой песчанок — в пределах 0,2-4,8 зверьков на 100 ловушек/сутки. На очень низком уровне находится численность домовый мыши и общественной полевки, которые наряду с песчанками являются фоновыми видами в регионе. Плотность поселений более многочисленной домовый мыши колеблется от 0,6 до 6 зверьков на 100 ловушек/сутки.

Широко распространен заяц-песчаник и заяц-русак.

Из хищников встречаются волки, лисицы, корсак, шакал, барсук, степной или светлый хорь.

Копытные представлены сайгаком, которые здесь появляются в период своих традиционных сезонных миграций.

Птицы. Видовой состав птиц достаточно разнообразен и состоит из 23 видов, относящихся к 19 отрядам.

Самым многочисленным является отряд воробьинообразных птиц, включающих 89 видов (39,7%). Более половины из них составляют представители трех семейств: славковые (20 видов), дроздовые (15 видов) и жаворонки (10 видов). По 6-7 видам объединяют семейства трясогузковых, овсянковых и вьюрковых.

Многочисленны также отряды ржанкообразных (52 вида или 23,2%), в том числе 38 видов куликов и соколообразных (22 вида; 9,8%) и пластинчатоклювых (21 вид, 9,4 %). Представителей остальных отрядов (поганки, голенчатые, пастушковые, дрофиные, голуби, рябки, ракшеобразные и др.) относительно немного.

По характеру пребывания птицы делятся на оседлых, пролетных, гнездящихся и кочующих.

В наземных ценозах и в его окрестностях могут гнездиться 39 видов птиц (17,4 %). Наиболее многочисленными являются некоторые виды жаворонков и каменок.

Авиафауна является настоящей, пустынной фауной, в которой пустынные птицы составляют менее трети всех гнездящихся видов. Наряду с этой особенностью здесь очень заметны степные элементы, которые как бы связывают птичье население с пустынями и степями, что придает местной орнитофауне северный характер.

Подавляющее большинство птиц является перелетными — 212 видов (в том числе 2 залетных — просянка и черноголовая овсянка), но к числу только пролетных относится 126 видов (56,2%). В период миграции широко представлены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, овсянковые) и птицы открытым ландшафтов (жаворонковые). Следует отметить, что осенние миграции проходят в более длительный период (август-ноябрь), тогда как весенние миграции всегда более сжаты по срокам (март-апрель).

Синантропных видов, т. е. приспособленных к совместному сосуществованию с человеком насчитывается 10 видов (сизый голубь, угод, деревенская ласточка, обыкновенный скворец, домовый и полевой воробьи и др.).

Следует выделить группу птиц, регулярно встречающихся летом, но чье гнездование не подтверждается находками гнезд или нелетных птенцов — 35 видов (15,6%). Это, в основном, кулики и мелкие воробьи (морозунка, перевозчик, фифи, черныш, порученик, кулик-воробей, краснозобик, горная трясогузка, серая мухоловка, бледная бормотушка, обыкновенный ремез, розовый скворец и др.).

Зимуют в этих краях около 20 видов, некоторые из них (белая сова, солончаковый жаворонок, усадка, подорожник) встречаются здесь только в зимнее время. К числу оседлых относятся сизый голубь, хохлатый жаворонок, домовый и полевой воробьи.

Плотность населения различных видов наземных позвоночных в летний период невелика и в среднем составляет до 150 особей на квадратный километр. Плотность населения птиц, среди которых в наземных ценозах доминируют жаворонки и каменки, составляет 90 особей на квадратный километр. Плотность мелких млекопитающих, среди которых в количественном отношении преобладают песчанки, а среди копытных – сайгак, составляет около 0,5 особей на 1 км²; джейрана - до 0,2 особей на 1 км². Плотность пресмыкающихся доходит до 30 особей на 1 км², среди которых многочисленны ящерицы (степная агама и круглоголовка).

1.1.8.1 Редкие и исчезающие виды фауны

Видовой состав животного мира на территории месторождения Мунайбай невысокий вследствие экстремальных факторов среды и бедности кормовой базы. Редких и исчезающих

видов фауны, занесенных в Красную Книгу, на рассматриваемой территории *не обнаружено*.

При этом, согласно литературным данным, на территории Мангистауской области из редких и исчезающих видов, занесенных в Красную Книгу Республики Казахстан, можно встретить следующих представителей:

Насекомые. Могут встречаться 10 видов насекомых, занесенных в Красную Книгу Республики Казахстан, в том числе: стрекоза – дозорщик император, богомол – боливария короткопалая, сколия степная, дыбка степная, темнокрылый кузнечик, красноточечная медведица, махаон, зорька загрис и др.

Пресмыкающиеся. Из редких, занесенных в Красную Книгу (отряд чешуйчатые), встречаются: четырехполосый полоз, гюрза, серый варан, пестрая круглоголовка. Численность составляет до одной особи на один гектар.

Птицы. Могут встречаться, по крайней мере, 24 вида редких и находящихся под угрозой исчезновения птиц. По характеру пребывания их можно разделить на две группы - гнездящиеся и встречающиеся только на пролете, кочевке и зимовке. К первой группе относится 8 видов: джек, чернобрюхий рябок, змееяд, степной орел, могильник, беркут, стервятник, балобан.

На пролете и кочевках возможны встречи 16 видов, основная масса которых (12 видов) связаны с побережьем Каспия, в том числе: розовый и кудрявый пеликан, желтая, малая цапля, тонкоклювый зуек, белохвостая пигалица, орлан-белохвост.

В наземных ценозах возможны встречи 4-х видов пролетных птиц: дрофа, стрепет, стрех, журавль-красавка.

Млекопитающие. Возможны встречи 6 видов млекопитающих, занесенных в Красную Книгу: длинноиглый еж, перевязка, каракал, джейран, устьюртский муфлон.

1.1.9 Особо охраняемые природные территории и памятники истории и культуры

1.1.9.1 Особо охраняемые природные территории

Территория месторождения Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» расположена вне земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий (письмо КЛХиЖМ представлено в Приложении 9).

1.1.9.2 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. 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.

В соответствии с Законом РК «Об охране и использовании историко-культурного наследия» №288-VI от 26.12.2019 г. и на основании договора №LP-HSE-187 от 03.07.2024 г., заключенного между ТОО «Lucent Petroleum» и ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия» (г.Астана), на территориях Мангистауской области в пределах горного отвода месторождения Мунайбай (171 кв.км) была проведена археологическая экспертиза.

Согласно археологической экспертизы, проведенной на территориях Мангистауской области в пределах горного отвода месторождения Мунайбай, путем анализа ранее выполненных камеральных исследований, визуального осмотра территории в пешем порядке, дешифрирование аэроснимков из дрона и изучения «Государственного списка памятников истории и культуры местного значения Мангистауской области» памятников археологии **не выявлено**.

Заключение археологической экспертизы №03 от 26.07.2024 г. представлено в Приложении 10.

1.2 ОПИСАНИЕ СОСТОЯНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1.2.1 Характеристика современного состояния воздушной среды

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» использованы данные по мониторингу атмосферного воздуха на данной площади за 1-2 кварталы 2024 года, проведенные специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Тандем Эко».

Мониторинговые исследования были выполнены в соответствии с «Программой производственного экологического контроля при проведении работ на месторождении Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum»».

Мониторинг загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в 1-2 кварталах 2024 года проводился в 4-х точках на границах санитарно-защитной зоны (СЗЗ) (В-1 – В-4) с подветренной и наветренной стороны.

Одновременно с проведением замеров специалистами ТОО «Тандем Эко» производилось определение метеорологических характеристик среды: скорость и направление ветра, температура воздуха, атмосферное давление, относительная влажность воздуха.

Для оценки качества атмосферного воздуха производился отбор проб с определением содержания следующих загрязняющих веществ: оксид углерода, оксид азота, диоксид азота, диоксид серы.

Оценка качества атмосферного воздуха проводилась по кратности превышения ПДК, которая устанавливается в соответствии с приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70.

Результаты замеров атмосферного воздуха на содержание загрязняющих веществ на месторождении Мунайбай в 1-2 кварталах 2024 года представлены в таблице 1.2.1.1.

Таблица 1.2.1.1 – Значения концентраций ЗВ в атмосферном воздухе на месторождении Мунайбай в 1-2 кварталах 2024 года

Контролируемые ингредиенты	Фактические концентрации ЗВ, мг/м ³				ПДКм.р, мг/м ³
	Точка В-1	Точка В-2	Точка В-3	Точка В-4	
	подветренная сторона			наветренная сторона	
1 квартал 2024 года					
Граница СЗЗ площадки скважины Бахыт-1 (1000 м)					
Оксид азота (NO)	0,0205	0,0271	0,0256	0,0259	0,4
Диоксид азота (NO ₂)	0,0203	0,0259	0,0263	0,0211	0,2
Оксид углерода (CO)	0,286	0,256	0,328	0,287	5,0
Диоксид серы (SO ₂)	0,0275	0,0226	0,0241	0,0247	0,5
2 квартал 2024 года					
Граница СЗЗ площадки скважины Бахыт-1 (1000 м)					
Оксид азота (NO)	0,0198	0,0253	0,0244	0,0239	0,4
Диоксид азота (NO ₂)	0,0201	0,0248	0,0259	0,0204	0,2
Оксид углерода (CO)	0,277	0,252	0,316	0,253	5,0
Диоксид серы (SO ₂)	0,0271	0,0218	0,0233	0,0228	0,5

Таким образом, по результатам проведенного в 1-2 кварталах 2024 года мониторинга атмосферного воздуха (мониторинг воздействия), выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождения Мунайбай в точках контроля соответствуют установленным санитарным нормативам и не превышают максимально разовых предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) загрязняющих веществ ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствовало санитарным нормам.

1.2.2 Характеристика современного состояния подземных вод

Мониторинг состояния подземных вод является элементом производственного мониторинга и составной частью производственного экологического мониторинга, осуществляемого для наблюдения за состоянием окружающей среды и ее изменениями под влиянием хозяйственной деятельности, с целью получения достоверной информации о воздействии на окружающую среду, оценки эффективности выполняемых мероприятий по охране окружающей среды, прогноза последствий воздействия на окружающую среду.

Качество подземных вод определяется двумя группами факторов: геологическими и антропогенными. Первая группа включает физико-химические условия формирования водоносных горизонтов, их состав и степень защищенности перекрывающими глинистыми экранами от поверхностных загрязнений. Вторая группа связана с наличием внешних источников загрязнения и условиями хозяйственной деятельности.

Согласно ст. 212 Экологического Кодекса Республики Казахстан водные объекты подлежат охране от антропогенного загрязнения, засорения и истощения.

Источниками загрязнения водных объектов признаются поступления загрязняющих веществ, физических воздействий в водные объекты в результате антропогенных и природных факторов, а также образование загрязняющих веществ в

водных объектах в результате, происходящих в них химических, физических и биологических процессов.

Охрана водных объектов осуществляется от всех видов загрязнения, включая диффузное загрязнение (загрязнение через поверхность земли, почву, недра или атмосферный воздух).

На территории месторождения Мунайбай отсутствуют пруды накопители, сброс сточных вод в водоемы и водотоки не предусмотрен, поэтому мониторинг грунтовых вод на территории блока не проводится.

Экологическая служба ТОО «Lucent Petroleum» ведет направленную политику по безопасности работ для сохранения окружающей среды и выполняет ряд последовательных задач по достижению постоянного и действенного улучшения охраны окружающей среды в зоне влияния участков предприятия.

1.2.3 Характеристика современного состояния почвенного покрова

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на месторождении Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» использованы данные мониторинговых исследований на данной площади за 2 квартал 2024 года, проведенные специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Тандем Эко».

Мониторинговые исследования были выполнены в соответствии с «Программой производственного экологического контроля при проведении работ на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum»».

Отбор проб и изучение состояния почв на месторождении проводились согласно ГОСТ 17.4.4.02-2017 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Точками отбора проб являются: граница СЗЗ – 1000 м от места проведения работ (фоновые исследования), площадка скважины, емкости для дизтоплива, факельная площадка.

Контролируемые параметры при мониторинге почв: тяжелые металлы (свинец, цинк, кадмий, медь) и нефтепродукты.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами: «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.).

Результаты мониторинговых наблюдений за состоянием почв на месторождении Мунайбай во 2 квартале 2024 года представлены в таблице 1.2.3.1.

Таблица 1.2.3.1 – Результаты мониторинга почв на месторождении Мунайбай во 2 квартале 2024 года

Точка отбора	Фактические значения концентраций ЗВ				
	Нефтепродукты, мг/г	Сu, мг/кг	Zn, мг/кг	Cd, мг/кг	Pb, мг/кг
Скважина Бахыт-1					
Точка 1 - граница СЗЗ	н/о*	0,1	0,65	0,12	2,06
Точка 2- площадка скважины	н/о*	0,06	0,74	0,08	2,52
Точка 3 – емкость для дизтоплива	н/о*	0,16	1,02	0,06	3,36
Точка 4 – емкость для дизтоплива	н/о*	0,12	1,06	0,09	3,21
Точка 5 – факельная площадка	н/о*	0,13	1,86	0,04	3,16
ПДК, мг/кг	-	-	-	-	32,0

Примечание: н/о* - не обнаружено

Анализ проведенных исследований проб почв на месторождении Мунайбай во 2 квартале 2024 года позволяет сделать вывод, что, в целом, содержание определяемых компонентов относительно стабильно, при этом какие-либо резкие динамичные скачки в полученных данных отсутствуют. Во 2 квартале 2024 года ни на одной из точек отбора концентрации свинца не превышали предельно допустимой концентрации (ПДК).

Помимо инструментальных замеров проводится визуальное наблюдение за состоянием почв. По результатам мониторинга за 2 квартал 2024 года видимых следов загрязнения почвенного покрова нефтепродуктами не обнаружено, замазученный грунт и прочие нарушения не зафиксированы.

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;
- земли и почвенный покров;
- растительный мир;
- животный мир;
- биоразнообразие;
- состояние здоровья и условия жизни населения;
- объекты, представляющие особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность.

Детализированная информация об изменениях состояния окружающей среды подробно представлена в разделах 1.8, 1.9 настоящего Отчета.

1.4 ИНФОРМАЦИЯ О КАТЕГОРИИ ЗЕМЕЛЬ И ЦЕЛЯХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗЕМЕЛЬ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Месторождение Мунайбай входит в контрактную территорию ТОО «Lucent Petroleum», которое является недропользователем согласно Контракту № 317 от 07.04.1999 г.

Дополнением №17 (рег. №5218-УВС от 10.05.2023 г.) к Контракту № 317 был закреплен участок добычи и подготовительный период по месторождению Мунайбай, который истекает 12 марта 2026 года.

Комитетом геологии Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК выдан участок недр (горный отвод) для осуществления операций по недропользованию на участках Восточный Мунайбай и Бахыт месторождения Мунайбай (рег. № 574-Д от 06 апреля 2023 г.). Участок недр расположен в Мангистауской области РК. Площадь участка недр – 171,05 кв. км (участок Бахыт – 76,03 кв.км, участок Восточный Мунайбай – 95,02 кв.км). Глубина участка недр – участок Восточный Мунайбай – минус 5150 м, участок Бахыт - по подошве триасовых отложений (до подошвы надсолевых отложений).

Координаты угловых точек участка Бахыт: 1. СШ 45°42'53,51", ВД 53°41'47,82"; 2. СШ 45°40'58,2", ВД 53°46'36,27"; 3. СШ 45°39'0,88", ВД 53°41'14,59"; 4. СШ 45°39'00", ВД 53°33'00"; 5. СШ 45°40'18,54", ВД 53°33'00".

Координаты угловых точек участка Восточный Мунайбай: 1. СШ 45°38'3,32", ВД 53°25'22,01"; 2. СШ 45°40'18,54", ВД 53°33'00"; 3. СШ 45°39'00", ВД 53°33'00"; 4. СШ 45°39'0,88", ВД 53°41'14,59"; 5. СШ 45°34'23,54", ВД 53°28'36,71".

Картограмма расположения участка недр для добычи месторождения Мунайбай представлена в Приложении 6.

1.5 ИНФОРМАЦИЯ О ПОКАЗАТЕЛЯХ ОБЪЕКТОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.5.1 Обоснование выделения объектов разработки

В соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» в единые объекты разработки объединяются продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж нефтеносности, с близкими физико-химическими свойствами нефти, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

При выделении в разрезе многопластового месторождения двух или более объектов разработки необходимо, чтобы между ними располагались повсеместно прослеживающиеся по площади пачки непроницаемых пород. 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 безводный период и при обводнении.

На месторождения Мунайбай выявлены 2 участка:

- *участок Восточный Мунайбай;*
- *участок Бахыт.*

Объектом исследований являются терригенные отложения верхнего (T_3), среднего и нижнего триаса (T_{1+2}) и карбонатные отложения нижней перми (P_{1ar} , P_{1s} , P_{1a}).

Породы-коллекторы триасовых отложений (T_{1+2}) сложены песчаниками средне-мелкозернистыми и доломитизированными известняками, соответственно, нижней перми (P_{1ar} , P_{1s} , P_{1a}).

В разрезе месторождения Мунайбай по промыслово-геофизическим данным всего выявлено 7 продуктивных горизонтов, из них: Т-II, Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV, в пределах которых установлено 4 нефтяных залежи на *участке Восточный Мунайбай* и 4 газоконденсатные залежи на *участке Бахыт* в отложениях триаса; 2 газоконденсатные КТ-I-верхний, КТ-I-нижний в артинских отложениях нижней перми и 1 газоконденсатная КТ-IIа в ассельских отложениях нижней *перми на участке Восточный Мунайбай*.

Породы-коллекторы *участка Восточный Мунайбай* характеризуется низкой проницаемостью в диапазоне $(1-10) \times 10^{-3}$ мкм² в триасе и в коллекторах P_{1ar} - в диапазоне $(0,1-1) \times 10^{-3}$ мкм². На *участке Бахыт* - коллекторы триаса характеризуются также низкими фильтрационными свойствами. В отложениях горизонта Т-II наилучшей проницаемостью, составляющей $(10,6-189,9) \times 10^{-3}$ мкм², характеризуется прослой пород, представленный

гравелитами и песчаниками.

По результатам испытания и опробования в 4 скважинах (ВМ-1, М-10, Бахыт-1 и LP-3), была доказана промышленная нефтеносность и газоносность.

В 2023 г. выполнен «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.» и подсчитаны начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и пластового газа, конденсата по всему месторождению с привлечением всей геолого-геофизической информации, полученной в результате сейсморазведочных работ 3D, бурения параметрических, поисковых и оценочных скважин.

Таким образом, на месторождении Мунайбай установлено 4 нефтяных и 4 газоконденсатных залежей в триасе (Т-II, Т-IIIa, Т-IIIб, Т-IV) и 3 газоконденсатных залежей в нижней перми (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний, КТ-II), запасы УВ по которым поставлены по категориям C_1 и по C_2 .

Нефтяные и газоконденсатные залежи месторождения Мунайбай по типу относятся к пластовым, сводовым, тектонически экранированные (Т-II, Т-IIIa, КТ-I-верхний, КТ-I-нижний и Т-II).

Запасы **нефти** оценены по категории C_1 : в залежах Т-II, Т-IIIa, по категории C_2 - Т-IIIб, Т-IV, и по категориям C_1 и C_2 - Т-II, Т-IIIa.

Запасы **газоконденсата** оценены по категории C_1 : в залежах Т-II, КТ-I-верхний, КТ-I-нижний, по категории C_2 - Т-IIIa, Т-IIIб, Т-IV, и по категориям C_1 и C_2 - Т-II, КТ-II.

На рисунках 1.5.1.1-1.5.1.2 приведено распределение извлекаемых запасов нефти и газа по горизонтам месторождения по промышленной категории C_1 .

Большая часть извлекаемых запасов нефти и газа (81 %) сосредоточены в залежах Т-IIIa и КТ-I-верхний, 19 % приходятся на залежи Т-II и КТ-I-нижний.

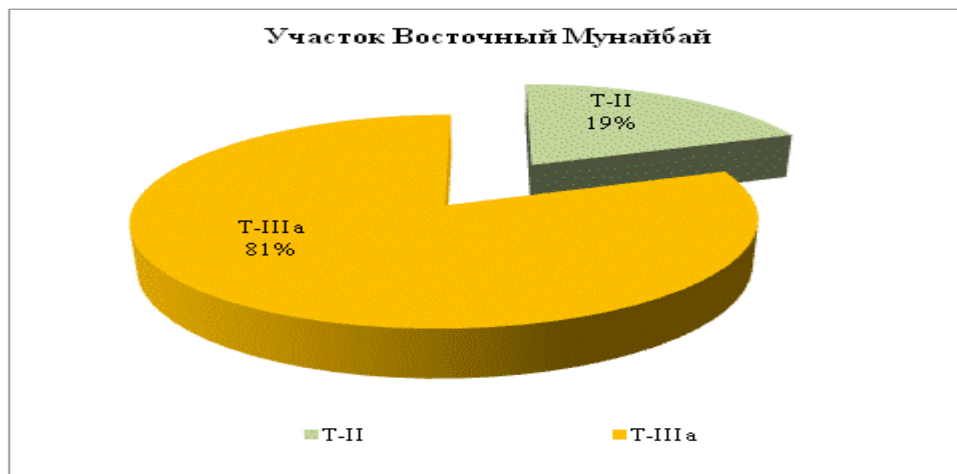


Рисунок 1.5.1.1 – Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Распределение извлекаемых запасов нефти по горизонтам

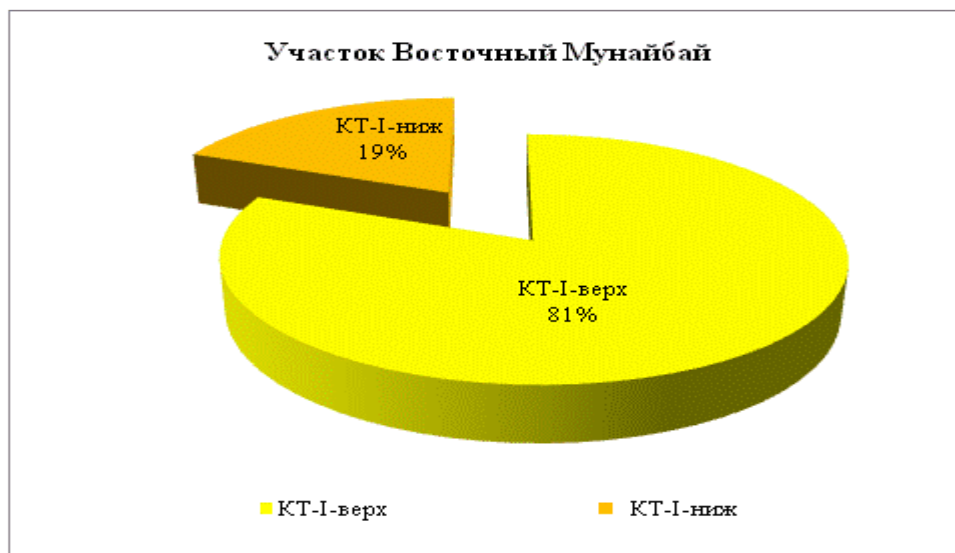


Рисунок 1.5.1.2 – Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Распределение извлекаемых запасов газа по горизонтам

До настоящего времени пробная эксплуатация на месторождении Мунайбай не проводилась.

Продуктивный разрез месторождения Мунайбай является многопластовым, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

В качестве решающих факторов, рассматриваемых в качестве критериев объединения залежей в совместный эксплуатационный объект, учитывались такие как схожесть типа залежей, величины запасов нефти, газа и конденсата коллекторские свойства, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

Ниже приводится характеристика по каждому участку месторождения Мунайбай:

Участок Восточный Мунайбай. Нефть триасовых горизонтов является тяжёлой, битуминозной, высоковязкой, малопарафинистой, высокосмолистой, застывающей при очень низких температурах.

В пластовых условиях газосодержание составляет 206,32 м³/т, давление насыщения – 22,98 МПа, объёмный коэффициент – 1,556 д.ед., плотность и вязкость в среднем составляет 634,4 кг/см³ и 0,15 мПа*с, соответственно.

Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа составляет 1,0606 д.ед, поправка на отклонение пластового газа от закона Бойля-Мариотта – 0,943 д.ед.

Давление начала конденсации - 46,95 МПа, объёмный коэффициент пластового газа – 0,00286 д.ед., плотность флюида при пластовых условиях – 0,3527 г/см³, вязкость газа при

пластовых условиях – 0,1423 мПа*с. Мольное содержание компонентов группы C_{5+} в пластовом газе составляет 3,91 %, потенциальное содержание – 212,23 г/м³ пластового газа, доля «сухого газа» – 0,9609 д.ед.

Участок Бахыт. Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа составляет 1,0487 д.ед, поправка на отклонение пластового газа от закона Бойля-Мариотта – 0,954 д.ед.

Давление начала конденсации составляет 41,54 МПа, объёмный коэффициент пластового газа – 0,00342 д.ед., плотность флюида при пластовых условиях – 0,3125 г/см³, вязкость газа при пластовых условиях – 0,0386 мПа*с. Мольное содержание компонентов группы C_{5+} в пластовом газе составляет 4,88 %, потенциальное содержание – 305,77 г/м³ пластового газа, доля «сухого газа» – 0,9512 д.ед.

Исходя из требований «Единых Правил», на основе анализа геологического строения залежей месторождения, величины их запасов, геолого-физических характеристик, в настоящем Проекте разработки ... **на участке Восточный Мунайбай** выделяются два нефтяных объектов промышленной разработки, из которых один основной и один возвратный:

I объект – нефтяная залежь триасового горизонта Т-Ша (основной);

II объект – нефтяная залежь триасового горизонта Т-П (возвратный).

Горизонт Т-П – содержит незначительные запасы нефти и будет эксплуатироваться переходящим фондом скважин, после выработки запасов нефти основного объекта (Т-Ша). В связи, с этим данный горизонт выделен как возвратный объект эксплуатации. Характер строения месторождения благоприятствует эффективному использованию существующего фонда скважин после выработки запасов основного объекта путем перевода скважин на вышележащие горизонт.

Нижнепермские горизонты: КТ-Иверх и КТ-Иниж (**участок Восточный Мунайбай**) объединены в один объект разработки, т.к. контуры газоносности залежей в плане совпадают и характеризуются одинаковыми ФЭС пластов-коллекторов.

Триасовый горизонт: Т-П (участок Бахыт) выделен в самостоятельный основной объект разработки, так как находится на другом поднятии.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, на месторождении Мунайбай выделяются три основных самостоятельных объектов разработки и один возвратный объект:

Участок Восточный Мунайбай:

I объект – триасовый горизонт - нефтяная залежь Т-Ша;

II объект – возвратный – триасовый горизонт - нефтяная залежь Т-II;

III объект – нижнепермский горизонт - газоконденсатные залежи КТ-I-верх и КТ-I-ниж;

Участок Бахыт:

IV объект – триасовый горизонт – газоконденсатная залежь Т-II.

В таблице 1.5.1.1 представлено выделение эксплуатационных объектов.

Таблица 1.5.1.1 – Месторождение Мунайбай. Выделение эксплуатационных объектов

Объект	Горизонт
Участок Восточный Мунайбай	
I	Триасовая нефтяная залежь (Т-IIIa)
II возвратный	Триасовая нефтяная залежь (Т-II)
III	Нижнепермские газоконденсатные залежи (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний)
Участок Бахыт	
IV	Триасовая газоконденсатная залежь (Т-II)

Основные исходные геолого-физические характеристики I-IV объектов приведены в таблицах 1.5.1.2 и 1.5.1.3, соответственно.

Таблица 1.5.1.2 – Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Исходные геолого-физические характеристики I-II объектов эксплуатации

Параметры	возвратный II объект	I объект
	Горизонты	
	Т-II	Т-IIIa
Участок Восточный Мунайбай		
1	2	3
Средняя глубина залегания, м	3941,6	4067,1
Тип залежи	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная	
Тип коллектора	Терригенный, поровый	
Площадь нефтеносности, (категория C_1/C_2), тыс.м ²	3130/12815	6622/14041
Средняя общая толщина, м	38,5	49,4
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	10,6	17,9
Пористость, д.ед.	0,13	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,66	0,85
Средняя проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	8,0	4,0
Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,171	0,29
Коэффициент расчлененности, д. ед.	5,7	5,0
Коэффициент распространения, д.ед.	1	1
Начальная пластовая температура, °C		115
Начальное пластовое давление, МПа		59,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с		0,15
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³		0,6344
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,903	0,892
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,556*	1,556
Содержание серы в нефти, % масс	0,75	1,19
Содержание парафина в нефти, % масс	1,6	0,87
Давление насыщения нефти газом, МПа	22,98	22,98
Газосодержание нефти, м ³ /т	206,32	206,32
Начальные балансовые запасы нефти по категории C_1/C_2 , тыс.т	1399/3890	5795/10752
Начальные балансовые запасы растворенного газа по категории C_1/C_2 , млн.м ³	288/803	1195/2218
Примечание *по аналогии с Т-IIIa		

Таблица 1.5.1.3 – Месторождение Мунайбай. Исходные геолого-физические характеристики III и IV объектов эксплуатации

Параметры	III объект				IV объект
	Горизонты				
	КТ-I верх.	КТ-I ниж.	II блок для КТ-I верх.+ниж.	III блок для КТ-I верх.+ниж.	T-II
1	2	3	4	5	6
Участок Восточный Мунайбай					Участок Бахыт
Средняя глубина залегания, м	4300,7	4578,9	4405,4	4377,6	3710,5
Тип залежи	Пластовая, сводовая, тектонически экранированная				
Тип коллектора	Карбонатный, каверново-поровый				Терригенный, поровый
Площадь газоносности C_1/C_2 , тыс.м ²	14863	3190/2354	5607	9256	7463/9528
Средняя общая толщина, м	143,9	50,5	103,6	91,1	49,6
Средняя газонасыщенная толщина, м	41,5	31,0	60	22,7	25,4
Пористость, доли ед.	0,07	0,08	0,09	0,07	0,15
Газонасыщенность, доли ед.	0,87	0,68	0,77	0,77	0,7
Проницаемость по керну, 10 ⁻³ мкм ²	59,8	1,74	1,23-59,8	6,12	
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,25	0,51	0,60	0,35	0,40
Коэффициент расчлененности, доли ед.	26	5,67	39,0	28,0	8,0
Коэффициент распространения, д.ед.	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Начальная пластовая температура, °С	125				112,2
Начальное пластовое давление, МПа	52,0				42,5
Давление начала конденсации, МПа	46,95				41,54
Плотность газа в пластовых условиях, г/см ³	0,3527				0,769
Мольная доза сухого газа, д. ед.	0,9609				0,951
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	0,1423				0,0386
Содержание стабильного конденсата, г/м ³	212,23				305,8
Средние параметры фильтрационного сопротивления:					
a, (сут*кгс/см ²)/(тыс.м ³)	5,27				9,8758
b, (сут*кгс/см ²) ² /(тыс.м ³) ²	0,0332				0,0119
Начальные геологические запасы свободного газа категории C_1/C_2 , млн.м ³	5423,0	1263,0	3504	3182	3450/2442
Начальные геологические запасы конденсата категории C_1/C_2 , тыс.т	1151,0	268	743	676,0	1055/747

1.5.2 Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки месторождения Мунайбай проводились, исходя из положений «Единых правил ...» и анализа геолого-гидродинамических характеристик пластовых систем месторождения с использованием

опыта разработки и проектирования месторождений такого типа.

Как уже было обосновано выше, на месторождении Мунайбай для разработки выделено четыре объекта, расположенных на двух участках (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт (см. табл. 1.5.1.1)).

В данном разделе рассмотрены 4 варианта разработки месторождения, различающиеся между собой плотностью сетки скважин, конструкцией скважин (вертикальные/горизонтальные), методами интенсификации добычи (без интенсификации или с применением многостадийного ГРП) и системой воздействия на залежь (без ППД или с закачкой воды/газа).

Месторождение Мунайбай находится в подготовительном периоде с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи. Срок завершения подготовительного периода – 12.03.2026 г.

Все рассмотренные варианты разработки предусматривают ввод в эксплуатацию промышленных объектов: на участке Восточный Мунайбай нефтяную залежь (Т-Ша) и газоконденсатные залежи (*КТ-I-верхний*, *КТ-I-нижний*) – запланированы на III квартал 2028 г.; газоконденсатную залежь (*Т-II*) на участке Бахыт – в III квартале 2025 г. Бурение эксплуатационных скважин предусмотрено начать с 2025 г. с учетом производственных мощностей компании.

1 вариант

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 20 вертикальных скважин и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 22 ед.

2 вариант (рекомендуемый)

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 22 скважин, из них 18 вертикальных и 4 горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола в среднем 800 м и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 24 ед. В целях интенсификации добычи предусмотрено проведение многостадийного ГРП во всех скважинах.

3 вариант

Предусматривает разработку с ППД путем закачки воды на I объекте (нефтяная залежь (Т-Ша) и закачку газа в газоконденсатные залежи III объекта (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) и IV объекта (Т-II) с бурением 33 ед., из них 29 добывающих и 4 нагнетательные

скважины и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3 и вывод из консервации 1 скважина Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 35 ед.

4 вариант соответствует 2 варианту по газоконденсатных залежам, по нефтяной залежи вариант также соответствует, только не предусмотрена интенсификация добычи (многостадийного ГРП).

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 22 скважин, из них 18 вертикальных и 4 горизонтальных скважин и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 24 ед.

График бурения и ввода скважин, а также планируемые ГТМ (расконсервация, перевод на вышележащий объект, перевод под нагнетание) по вариантам разработки в разрезе эксплуатационных объектов, приведен в таблицах 1.5.2.1-1.5.2.3.

Таблица 1.5.2.1 – Месторождение Мунайбай. График бурения, ГТМ и ввод эксплуатационных скважин по объектам эксплуатации. Вариант 1

Год	Объект I (участок Вост. Мунайбай)		Объект II (участок Вост. Мунайбай)	Объект III (участок Вост. Мунайбай)			Объект IV (участок Бахыт)		
	Номера и количество скважин								
	Бурение добывающих (вертикальные)	Ввод в эксплуатацию	Перевод с I объекта и ввод в эксплуатацию	Бурение добывающих (вертикальные)	Бурение бокового ствола	Ввод в эксплуатацию	Бурение добывающих (вертикальные)	Расконсервация	Ввод в эксплуатацию
2025							ВН-2 (1)	Бахыт-1 БС (1)	ВН-2, Бахыт-1 БС (2) - ввод в эксплуатацию с III квартала 2025 года
2026							ВН-3 (1)		ВН-3 (1)
2027	LP-7, LP-9; LP-5 (3)			LP-4, LP-2 (2)	LP-3 ST (1)				
2028		LP-7, LP-9, LP-5 (3) - ввод в эксплуатацию с июля 2028 года				LP-4, LP-2, LP-3 ST (3) - ввод в эксплуатацию с июля 2028 года	ВН-5 (1)		ВН-5 (1)
2029	LP-11, LP-13 (2)	LP-11, LP-13 (2)		LP-12 (1)		LP-12 (1)			
2030	LP-15, LP-17 (2)	LP-15, LP-17 (2)							
2031	LP-19, LP-21 (2)	LP-19, LP-21 (2)							
2032	LP-23, LP-25 (2)	LP-23, LP-25 (2)							
2033	LP-27, LP-29 (2)	LP-27, LP-29 (2)							
2034	LP-31 (1)	LP-31 (1)							
2035									
2036									
2037			LP-9, LP-11, LP-13 (3)						
2038			LP-23, LP-29 (2)						
Всего	14	14	5	3	1	4	3	1	4

Таблица 1.5.2.2 – Месторождение Мунайбай. График бурения, ГТМ и ввод эксплуатационных скважин по объектам эксплуатации. Варианты 2* и 4

Год	Объект I (участок Вост. Мунайбай)			Объект II (участок Вост. Мунайбай)	Объект III (участок Вост. Мунайбай)			Объект IV (участок Бахыт)		
	Номера и количество скважин									
	Бурение добывающих (вертикальные)	Бурение добывающих (горизонтальные)	Ввод в эксплуатацию	Перевод с I объекта и ввод в эксплуатацию	Добывающие (вертикальные)	Бурение бокового ствола	Ввод в эксплуатацию	Добывающие (вертикальные)	Расконсервация	Ввод в эксплуатацию
2025								ВН-2 (1)	Бахыт-1 БС (1)	ВН-2, Бахыт-1 БС (2) - ввод в эксплуатацию с III квартала 2025 года
2026								ВН-3 (1)		ВН-3 (1)
2027		LP-7, LP-9; LP-5 (3)			LP-4, LP-2 (2)	LP-3 ST (1)				
2028			LP-7, LP-9; LP-5 (3) - ввод в эксплуатацию с июля 2028 года				LP-4, LP-2, LP-3 ST (3) - ввод в эксплуатацию с июля 2028 года	ВН-5 (1)		ВН-5 (1)
2029	LP-13 (1)	LP-11 (1)	LP-11, LP-13 (2)		LP-12 (1)		LP-12 (1)	ВН-6 (1)		ВН-6 (1)
2030	LP-15; LP-17 (2)		LP-15; LP-17 (2)		LP-14 (1)		LP-14 (1)			
2031	LP-19; LP-21 (2)		LP-19; LP-21 (2)		LP-16 (1)		LP-16 (1)			
2032	LP-23; LP-25 (2)		LP-23; LP-25 (2)							
2033	LP-27 (1)		LP-27 (1)							
2034	LP-29 (1)		LP-29 (1)							
2035										
2036										
2037				LP-9, LP-13, LP-19 (3)						
2038				LP-23, LP-29 (2)						
Всего	9	4	13	5	5	1	6	4	1	5

Примечание: * - для условий 2 варианта предусмотрено проведение многостадийного ГРП во всех скважинах



Таблица 1.5.2.3 – Месторождение Мунайбай. График бурения, ГТМ и ввод эксплуатационных скважин по объектам эксплуатации. Вариант 3

Год	Объект I (участок Вост. Мунайбай)				Объект II (участок Вост. Мунайбай)	Объект III (участок Вост. Мунайбай)				Объект IV (участок Бахыт)			
	Номера и количество скважин												
	Бурение добывающих (вертикальные)	Ввод в эксплуатацию добывающих	Бурение нагнетательных (вертикальные)	Ввод в эксплуатацию нагнетательных	Перевод с I объекта и ввод в эксплуатацию	Бурение добывающих (вертикальные)	Бурение бокового ствола	Ввод в эксплуатацию	Перевод по нагнетание и ввод в эксплуатацию (газ)	Бурение добывающих (вертикальные)	Расконсервация	Ввод в эксплуатацию	Перевод по нагнетание и ввод в эксплуатацию (газ)
2025										ВН-2 (1)	Бахыт-1 БС (1)	ВН-2, Бахыт-1 БС (2) - ввод в эксплуатацию с III квартала 2025 года	
2026										ВН-3 (1)		ВН-3 (1)	
2027	LP-7, LP-9; LP-5 (3)					LP-4, LP-2 (2)	LP-3 ST (1)						
2028		LP-7, LP-9, LP-5 (3) - ввод в эксплуатацию с июля 2028 года						LP-4, LP-2, LP-3 ST (3) - ввод в эксплуатацию с июля 2028 года		ВН-5, ВН-6 (2)		ВН-5, ВН-6 (2)	
2029	LP-11, LP-13, LP-15 (3)	LP-11, LP-13, LP-15 (3)				LP-12, LP-14 (2)		LP-12, LP-14 (2)		ВН-7, ВН-8 (2)		ВН-7, ВН-8 (2)	
2030	LP-17, LP-21, LP-23 (3)	LP-17, LP-21, LP-23 (3)				LP-16, LP-18 (2)		LP-16, LP-18 (2)					
2031	LP-25, LP-27, LP-29 (3)	LP-25, LP-27, LP-29 (3)											ВН-7 (1)
2032	LP-31, LP-35, LP-37 (3)	LP-31, LP-35, LP-37 (3)											ВН-8 (1)
2033	LP-39, LP-45 (2)	LP-39, LP-45 (2)	LP-19 (1)	LP-19 (1)					LP-12 (1)				
2034			LP-33 (1)	LP-33 (1)					LP-14 (1)				
2035			LP-41 (1)	LP-41 (1)					LP-16 (1)				
2036			LP-43 (1)	LP-43 (1)									
2037					LP-9, LP-11, LP-13 (3)								
2038					LP-23, LP-29 (2)								
Всего	17	17	4	4	5	6	1	7	3	6	1	7	2



1 вариант

Участок Восточный Мунайбай

I объект (основной) разработки - (Т-IIIa) – нефтяная залежь, разработка залежи предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 14 вертикальных скважин. Всего фонд скважин составит – 14 ед. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2027 г. бурение 3 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в период с 2029-2033 гг. – по 2 скважины в год и в 2034 г. – 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с плотностью 36 га/скв (600х600). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

По II объекту возвратный (Т-II) нефтяная залежь - рассчитан 1 вариант.

II объект - возвратный (Т-II) нефтяная залежь – разработка залежи начнется после отработки на нефть I основного объекта (Т-IIIa), предусмотрен перевод 5 вертикальных скважин (2037 г. – 3 ед., 2038 г. – 2 ед.). Фонд скважин составит – 5 ед. Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед.

III объект разработки (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) – газоконденсатные залежи, разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 3 вертикальных скважин и бурением бокового ствола в 1 существующей скважине (LP-3), которая находится в консервации. Всего фонд скважин составит – 4 ед. Расконсервация скважины (LP-3) и бурение бокового ствола предусмотрена в 2027 г., ввод скважины (LP-3) в эксплуатацию планируется в III квартале 2028 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2027 г. бурение 2 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в 2029 г. – 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с плотностью 36 га/скв (600х600). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 5150 м.

Участок Бахыт

IV объект разработки (Т-II) газоконденсатная залежь - разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 3 вертикальных скважин и расконсервацией 1 существующей скважины (Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит – 4 ед. Ввод скважины (Бахыт-1 БС) в эксплуатацию планируется в III квартале 2025 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2025 г. – 1 скважина, в 2026 г. – 1 скважина, в 2028 г. – 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с расстоянием 1200 м. Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

2 вариант (рекомендуемый)

Участок Восточный Мунайбай



I объект (основной) разработки (Т-IIIa) - нефтяная залежь разработка залежи предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 13 скважин, из них 9 вертикальных и 4 горизонтальные скважины. Всего фонд скважин составит – 13 ед. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2027 г. бурение 3 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в период с 2029-2032 гг. – по 2 скважины в год, в 2033 г. - 1 скважина, в 2034 г. - 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с плотностью 25 га/скв (500х500). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

III объект разработки (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) – газоконденсатные залежи, разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 5 вертикальных скважин и бурением бокового ствола в 1 существующей скважине (LP-3), которая находится в консервации. Всего фонд скважин составит – 6 ед. Расконсервация скважины (LP-3) и бурение бокового ствола предусмотрена в 2027 г., ввод скважины (LP-3) в эксплуатацию планируется в III квартале 2028 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2027 г. бурение 2 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в 2029 г. – 1 скважина, в 2030 г. – 1 скважина, в 2031 г. – 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с плотностью 25 га/скв (500х500). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 5150 м.

Участок Бахыт

IV объект разработки (Т-II) газоконденсатная залежь - разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 4 вертикальных скважин и расконсервацией 1 существующей скважины (Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит – 5 ед. Ввод скважины (Бахыт-1 БС) в эксплуатацию планируется в III квартале 2025 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2025 г. – 1 скважина, в 2026 г. – 1 скважина, в 2028 г. – 1 скважина, в 2029 г. – 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с расстоянием 1100 м. Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

3 вариант

Участок Восточный Мунайбай

I объект (основной) разработки (Т-IIIa) – нефтяная залежь – разработка залежей предлагается с ППД путем закачки воды и с бурением 21 скважины, из них 17 добывающих и 4 нагнетательных. Всего фонд скважин составит - 21 ед. График бурения: в 2027 г. бурение 3 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в период с 2029-2032 гг. – 3 скважины в год, в 2033 году - 1 добывающая и 1 нагнетательная скважина и в период с 2034-2036 гг. – 1 скважине в год. Размещение скважин – по квадратной сетке

скважин с плотностью 16 га/скв (400х400). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

III объект (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) - газоконденсатные залежи

Предусматривается разработка месторождения с ППД путем закачки газа (сайклинг-процесс) с бурением 6 скважин и бурением бокового ствола в 1 существующей скважине (LP-3), которая находится в консервации, а также предусмотрен перевод под закачку газа 3-х добывающих скважин. Всего фонд скважин составит - 7 ед. Расконсервация скважины (LP-3) и бурение бокового ствола предусмотрена в 2027 г., а ввод скважины (LP-3), в эксплуатацию планируется в III квартал 2028 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2027 г. бурение 2 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в 2029-2030 гг. - 2 скважины в год. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с плотностью 16 га/скв (400х400). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 5150 м.

Участок Бахыт

IV объект - (Т-II) газоконденсатные залежи

Предусматривается разработка месторождения с ППД путем закачки газа (сайклинг-процесс) с бурением 6 скважин и расконсервацией 1 существующей скважины (Бахыт-1 БС), а также предусмотрен перевод под закачку 2-х добывающих скважин под закачку газа. Всего фонд скважин составит - 7 ед. Ввод скважины Бахыт-1 БС в эксплуатацию планируется в III квартале 2025 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2025 г. - 1 скважина, в 2026 г. - 1 скважина, в 2028-2029 гг. по 2 скважины в год. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с расстоянием от 550 м до 850 м. Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

4 вариант соответствует 2 варианту по газоконденсатным залежам, по нефтяной залежи вариант также соответствует, только не предусмотрена интенсификация добычи (многостадийного ГРП).

Участок Восточный Мунайбай

I объект (основной) разработки (Т-IIIa) - нефтяная залежь разработка залежи предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 13 скважин, из них 9 вертикальных и 4 горизонтальные скважины. Всего фонд скважин составит – 13 ед. График бурения: в 2027 г. бурение 3 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в период с 2029-2032 гг. – по 2 скважины в год, в 2033 г. - 1 скважина, в 2034 г. - 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с плотностью 25 га/скв (500х500). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

III объект разработки (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) – газоконденсатные залежи разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 5 вертикальных скважин и бурением бокового ствола в 1 существующей скважине (LP-3), которая находится в консервации. Всего фонд скважин составит – 6 ед. Расконсервация скважины (LP-3) и бурение бокового ствола предусмотрена в 2027 г., ввод скважины (LP-3) в эксплуатацию планируется в III квартале 2028 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2027 г. бурение 2 скважин (ввод в эксплуатацию с III квартала 2028 г.), в 2029 г. – 1 скважина, в 2030 г. – 1 скважина, в 2031 г. – 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с плотностью 25 га/скв (500х500). Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 5150 м.

Участок Бахыт

IV объект разработки (Т-II) газоконденсатная залежь - разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 4 вертикальных скважин и расконсервацией 1 существующей скважины (Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит – 5 ед. Ввод скважины (Бахыт-1 БС) в эксплуатацию планируется в III квартале 2025 г. График бурения и ввода в эксплуатацию: в 2025 г. – 1 скважина, в 2026 г. – 1 скважина, в 2028 г. – 1 скважина, в 2029 г. – 1 скважина. Размещение скважин – по квадратной сетке скважин с расстоянием 1100 м. Коэффициент эксплуатации – 0,5/0,9 д.ед., проектная глубина скважины – 4300 м.

Основные исходные характеристики расчётных вариантов I-IV объектов разработки приведены в таблицах 1.5.2.4-1.5.2.7.

Таблица 1.5.2.4 – Месторождение Мунайбай I объект. Участок Восточный Мунайбай. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов

Характеристики	I объект (триасовая нефтяная залежь горизонта Т-IIIa)			
	Вариант			
	1	2	3	4
Режим разработки	Режим истощения пластовой энергии		ППД	Режим истощения пластовой энергии
Закачиваемый агент			вода 20 °С	
Количество скважин всего, ед.	14	13	21	13
Добывающие, ед.	14	13	17	13
Нагнетательные, ед.	-	-	4	-
Бурение, ед.	14	13	17	13
Система размещения скважин	квадратная			
Расстояние между скважинами, м	600	500	400	500
Плотность сетки, га/скв	36	25	16	25
Соотношение действующим добывающих и нагнетательных скважин	14/0	13/0	17/4	13/0
Режим работы добывающих скважин	Рзаб>=Рнас			
Режим работы нагнетательных скважин	-		Рзак <=Ргрп	-
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,5/0,9			
Коэффициент эксплуатации и коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.	-		0,9	-
Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,9			
Компенсация отбора закачкой, %	-		100	-
Газовый фактор, м³/т	206,3			
Объемы добычи углеводородов	± 10 % от годовых показателей добычи			
*Примечание коэффициент эксплуатации новых скважин принят на уровне 0,5 д.ед., переходящих – 0,9 д.ед.				

Таблица 1.5.2.5 – Месторождение Мунайбай II объект (возвратный). Участок Восточный Мунайбай. Основные исходные технологические характеристики расчетного варианта

Характеристики	II объект (возвратный) (триасовая нефтяная залежь горизонта Т-II)
Режим разработки	Режим истощения пластовой энергии
Закачиваемый агент	-
Количество скважин всего, ед.	5
Добывающие, ед.	5
Перевод скважина с нижележащего горизонта с Т-IIIa, ед.	5
Бурение, ед.	-
Существующий фонд, ед.	-
Система размещения скважин	квадратная
Расстояние между скважинами, м	500
Плотность сетки, га/скв	25
Соотношение действующим добывающих и нагнетательных скважин	5/0
Режим работы добывающих скважин	$R_{зab} \geq R_{нас}$
Режим работы нагнетательных скважин	-
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,5/0,9
Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,9
Компенсация отбора закачкой, %	-
Газовый фактор, м ³ /т	206,3

Таблица 1.5.2.6 – Месторождение Мунайбай III объект. Участок Восточный Мунайбай. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов

Характеристики	III объект (нижнепермские газоконденсатные залежи горизонтов КТ-I-верхний, КТ-I-нижний)			
	Вариант			
	1	2	3	4
Режим разработки	Режим истощения пластовой энергии		ППД	Режим истощения пластовой энергии
Закачиваемый агент	-	-	газ (сайклинг- процессе)	-
Количество скважин всего, ед.	4	6	7	6
Добывающие, ед.	4	6	7	6
Нагнетательные (перевод под закачку), ед.	-	-	3	-
Бурение, ед.	3	5	6	5
Существующий фонд, ед.	1	1	1	1
Система размещения скважин	квадратная			
Расстояние между скважинами, м	600	500	400	500
Плотность сетки, га/скв	36	25	16	25
Режим работы добывающих скважин	ΔP=Const			
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,5/0,9			
Коэффициент эксплуатации и коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.	-		0,9	
Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,9			
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м ³	212,2			
Объемы добычи углеводородов	± 10 % от годовых показателей добычи			
*Примечание коэффициент эксплуатации новых эксплуатационных скважин принят на уровне 0,5 д.ед., переходящих – 0,9 д.ед.				

Таблица 1.5.2.7 – Месторождение Мунайбай IV объект. Участок Бахыт. Основные исходные технологические характеристики расчетных вариантов

Характеристики	IV объект триасовая газоконденсатная залежь горизонта Т-II)			
	Вариант			
	1	2	3	4
Режим разработки	Режим истощения пластовой энергии		ППД	Режим истощения пластовой энергии
Закачиваемый агент	-	-	газ (сайклинг- процесс)	-
Количество скважин всего, ед.	4	5	7	5
Добывающие, ед.	4	5	7	5
Нагнетательные (перевод под закачку), ед.	-	-	2	-
Бурение, ед.	3	4	6	4
Существующий фонд, ед.	1	1	1	1
Система размещения скважин	квадратная			
Расстояние между скважинами, м	1200	1100	500-850	1100
Режим работы добывающих скважин	$\Delta P=Const$			
Коэффициент эксплуатации добывающих скважин, д.ед.	0,5/0,9			
Коэффициент эксплуатации и коэффициент использования нагнетательных скважин, д.ед.	-		0,9	-
Коэффициент использования добывающих скважин, д.ед.	0,9			
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м ³	305,8			
Объемы добычи углеводородов	± 10 % от годовых показателей добычи			
*Примечание коэффициент эксплуатации новых скважин в 2025 г. принят на уровне 0,33 д.ед., в остальные года по новым скважинам – 0,5 д.ед, переходящих – 0,9 д.ед.				

1.5.3 Технологические показатели вариантов разработки

Технологические показатели по всем 4-м рассматриваемым вариантам разработки месторождения Мунайбай приведены в таблицах 1.5.3.1 – 1.5.3.12.

Таблица 1.5.3.1 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 1.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накоплен-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		годовая	накоплен-ная
2027	0	0	0	0,9205	0,04	0,0001	0	0	0,9205	0,9205	0	0	0,0673
2028	27,4	1,3	1,3	28,3	1,3	0,004	28,4	28,4	29,3	29,3	3,6	5,6	5,7
2029	62,6	2,9	2,9	90,9	4,2	0,013	66,2	66,2	95,6	95,6	5,5	12,9	18,6
2030	87,7	4,1	4,2	178,6	8,3	0,025	93,5	93,5	189,1	189,1	6,2	18,1	36,7
2031	109,0	5,1	5,5	287,7	13,3	0,040	118,7	118,7	307,7	307,7	8,1	22,5	59,2
2032	127,1	5,9	6,8	414,7	19,2	0,058	142,3	142,3	450,1	450,1	10,7	26,2	85,4
2033	142,3	6,6	8,2	557,1	25,8	0,077	161,7	161,7	611,8	611,8	12	29,4	114,8
2034	145,1	6,7	9,1	702,1	32,5	0,098	166,7	166,7	778,5	778,5	13	29,9	144,7
2035	131,8	6,1	9,1	833,9	38,6	0,116	157,7	157,7	936,2	936,2	16,4	27,2	171,9
2036	113,3	5,2	8,6	947,2	43,9	0,132	139,5	139,5	1075,7	1075,7	18,8	23,4	195,3
2037	124,2	5,8	10,3	1071,4	49,6	0,149	150,1	150,1	1225,8	1225,8	17,3	25,6	220,9
2038	142,6	6,6	13,1	1214,0	56,3	0,169	171,8	171,8	1397,6	1397,6	17	29,2	250,1
2039	134,1	6,2	14,2	1348,2	62,5	0,187	169,6	169,6	1567,1	1567,1	20,9	27,7	277,8
2040	112,4	5,2	13,9	1460,5	67,7	0,203	146,3	146,3	1713,5	1713,5	23,2	23,2	301,0
2041	93,6	4,3	13,4	1554,2	72,0	0,216	129,7	129,7	1843,2	1843,2	27,8	19,3	320,3
2042	76,6	3,5	12,7	1630,8	75,6	0,227	112,4	112,4	1955,6	1955,6	31,9	15,6	335,8
2043	61,9	2,9	11,7	1692,6	78,4	0,235	96,8	96,8	2052,5	2052,5	36,1	12,8	348,6
2044	50,1	2,3	10,8	1742,7	80,7	0,242	84,0	84,0	2136,5	2136,5	40,4	10,3	358,9
2045	40,2	1,9	9,7	1782,9	82,6	0,248	73,0	73,0	2209,5	2209,5	44,9	8,3	367,2
2046	32,1	1,5	8,5	1815,0	84,1	0,252	63,8	63,8	2273,3	2273,3	49,7	6,6	373,8
2047	25,6	1,2	7,4	1840,5	85,3	0,256	56,6	56,6	2329,8	2329,8	54,8	5,3	379,1
2048	20,4	0,9	6,4	1861,0	86,2	0,259	50,4	50,4	2380,2	2380,2	59,5	4,2	383,3
2049	16,4	0,8	5,5	1877,3	87,0	0,261	45,1	45,1	2425,3	2425,3	63,7	3,4	386,7
2050	8,2	0,4	2,9	1885,5	87,4	0,262	33,4	33,4	2458,8	2458,8	75,5	1,7	388,4
2051	6,8	0,3	2,5	1892,3	87,7	0,263	31,1	31,1	2489,9	2489,9	78,2	1,4	389,8
2052	5,6	0,3	2,1	1897,9	87,9	0,264	29,1	29,1	2519,0	2519,0	80,6	1,2	390,9
2053	4,7	0,2	1,8	1902,6	88,2	0,264	27,2	27,2	2546,2	2546,2	82,8	1,0	391,9
2054	3,9	0,2	1,5	1906,4	88,3	0,265	25,5	25,5	2571,7	2571,7	84,8	0,8	392,7
2055	3,2	0,1	1,3	1909,6	88,5	0,265	24,0	24,0	2595,6	2595,6	86,6	0,7	393,4
2056	2,7	0,1	1,1	1912,3	88,6	0,266	22,6	22,6	2618,2	2618,2	88,2	0,6	393,9
2057	2,2	0,1	0,9	1914,5	88,7	0,266	21,3	21,3	2639,5	2639,5	89,6	0,5	394,4
2058	1,8	0,1	0,8	1916,4	88,8	0,266	20,1	20,1	2659,6	2659,6	90,8	0,4	394,8
2059	1,5	0,1	0,6	1917,9	88,9	0,267	19,0	19,0	2678,6	2678,6	91,9	0,3	395,1
2060	1,3	0,1	0,5	1919,2	88,9	0,267	18,0	18,0	2696,6	2696,6	92,9	0,3	395,3
2061	1,1	0,05	0,4	1920,3	89,0	0,267	17,1	17,1	2713,7	2713,7	93,8	0,2	395,6
2062	0,9	0,04	0,4	1921,2	89,0	0,267	16,2	16,2	2729,9	2729,9	94,5	0,2	395,7
2063	0,7	0,03	0,3	1921,9	89,1	0,267	15,4	15,4	2745,3	2745,3	95,2	0,2	395,9
2064	0,6	0,03	0,3	1922,5	89,1	0,267	14,6	14,6	2759,9	2759,9	95,8	0,1	396,0
2065	0,5	0,02	0,2	1923,0	89,1	0,267	13,9	13,9	2773,8	2773,8	96,3	0,1	396,1
2066	0,4	0,02	0,2	1923,5	89,1	0,267	13,3	13,3	2787,1	2787,1	96,8	0,1	396,2
2067	0,4	0,02	0,2	1923,8	89,1	0,267	12,6	12,6	2799,7	2799,7	97,2	0,1	396,3
2068	0,3	0,01	0,1	1924,1	89,2	0,267	12,0	12,0	2811,8	2811,8	97,5	0,1	396,4



Таблица 1.5.3.2 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 1.

Годы	Бурение скважин, ед.			Ввод скважины в эксплуатацию, ед.	Перевод доб. скв. между объектами добыч., ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	Всего	Добыч.	Нагнет.					всего	в т. ч. нагнет.	всего	в т. ч. мех.	дейст.	нефти	жидкости
2027	3	3	0	0	0	3	13	0	0	3	0	0	0	0
2028	0	0	0	3	0	3	13	0	0	3	3	3	50,0	52,2
2029	2	2	0	2	0	5	22	0	0	5	5	5	46,4	49,0
2030	2	2	0	2	0	7	30	0	0	7	6	6	45,7	52,6
2031	2	2	0	2	0	9	39	0	0	9	8	8	44,0	50,1
2032	2	2	0	2	0	11	47	0	0	11	10	10	42,9	48,1
2033	2	2	0	2	0	13	56	0	0	13	12	12	40,1	45,5
2034	1	1	0	1	0	14	60	0	0	14	13	13	36,3	41,7
2035	0	0	0	0	0	14	60	0	0	14	13	13	31,8	38,1
2036	0	0	0	0	0	14	60	0	0	14	13	13	26,5	32,7
2037	0	0	0	0	3	14	60	0	0	14	13	13	30,0	36,3
2038	0	0	0	0	2	14	60	0	0	14	13	13	34,4	41,5
2039	0	0	0	0	0	14	60	0	0	14	13	13	31,2	39,4
2040	0	0	0	0	0	14	60	0	0	14	13	13	26,1	34,0
2041	0	0	0	0	0	14	60	0	0	14	13	13	21,8	30,1
2042	0	0	0	0	0	14	60	1	0	13	12	12	19,1	28,0
2043	0	0	0	0	0	14	60	0	0	13	12	12	15,4	24,2
2044	0	0	0	0	0	14	60	0	0	13	12	12	12,5	21,0
2045	0	0	0	0	0	14	60	0	0	13	12	12	10,0	18,2
2046	0	0	0	0	0	14	60	0	0	13	12	12	8,0	15,9
2047	0	0	0	0	0	14	60	0	0	13	12	12	6,4	14,1
2048	0	0	0	0	0	14	60	1	0	12	11	11	5,5	13,6
2049	0	0	0	0	0	14	60	0	0	12	11	11	7,9	21,8
2050	0	0	0	0	0	14	60	5	0	7	6	6	4,0	16,2
2051	0	0	0	0	0	14	60	0	0	7	6	6	3,3	15,0
2052	0	0	0	0	0	14	60	0	0	7	6	6	2,7	14,0
2053	0	0	0	0	0	14	60	0	0	7	6	6	2,3	13,1
2054	0	0	0	0	0	14	60	0	0	7	6	6	1,9	12,3
2055	0	0	0	0	0	14	60	0	0	7	6	6	1,6	11,6
2056	0	0	0	0	0	14	60	0	0	7	6	6	1,3	10,9
2057	0	0	0	0	0	14	60	0	0	7	6	6	1,1	10,3
2058	0	0	0	0	0	14	60	1	0	6	5	5	1,0	11,3
2059	0	0	0	0	0	14	60	0	0	6	5	5	0,9	10,7
2060	0	0	0	0	0	14	60	0	0	6	5	5	0,7	10,2
2061	0	0	0	0	0	14	60	0	0	6	5	5	0,6	9,6
2062	0	0	0	0	0	14	60	0	0	6	5	5	0,5	9,1
2063	0	0	0	0	0	14	60	1	0	5	4	4	0,5	11,0
2064	0	0	0	0	0	14	60	0	0	5	4	4	0,4	10,5
2065	0	0	0	0	0	14	60	0	0	5	4	4	0,4	10,0
2066	0	0	0	0	0	14	60	1	0	4	3	3	0,4	11,9
2067	0	0	0	0	0	14	60	0	0	4	3	3	0,3	11,3
2068	0	0	0	0	0	14	60	0	0	4	3	3	0,3	10,8

Таблица 1.5.3.3 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 2 (рекомендуемый).

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накоплен-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		годовая	накопленная
2027	0	0	0	0,9205	0,04	0,0001	0	0	0,9205	0,9205	0	0	0,0673
2028	82,1	3,8	3,8	83,0	3,8	0,012	87,7	87,7	88,7	88,7	6,4	16,9	17,0
2029	160,7	7,4	7,7	243,7	11,3	0,034	174,2	174,2	262,9	262,9	7,8	33,2	50,2
2030	177,7	8,2	9,3	421,5	19,5	0,059	195,0	195,0	457,9	457,9	8,9	36,7	86,8
2031	179,8	8,3	10,4	601,3	27,9	0,084	198,9	198,9	656,8	656,8	9,6	37,1	123,9
2032	181,6	8,4	11,7	782,8	36,3	0,109	205,6	205,6	862,4	862,4	11,7	37,5	161,4
2033	167,4	7,8	12,2	950,2	44,0	0,132	196,5	196,5	1058,8	1058,8	14,8	34,5	195,9
2034	149,5	6,9	12,4	1099,7	51,0	0,153	187,3	187,3	1246,2	1246,2	20,2	30,8	226,8
2035	126,1	5,8	11,9	1225,8	56,8	0,170	170,9	170,9	1417,1	1417,1	26,2	26,0	252,8
2036	101,2	4,7	10,9	1327,0	61,5	0,184	148,8	148,8	1565,8	1565,8	32,0	20,9	273,7
2037	108,5	5,0	13,1	1435,5	66,5	0,200	161,2	161,2	1727,0	1727,0	32,7	22,4	296,1
2038	127,7	5,9	17,7	1563,2	72,4	0,217	188,1	188,1	1915,1	1915,1	32,1	26,1	322,1
2039	120,4	5,6	20,2	1683,6	78,0	0,234	187,6	187,6	2102,7	2102,7	35,8	24,8	347,0
2040	99,8	4,6	21,0	1783,4	82,6	0,248	169,3	169,3	2272,0	2272,0	41,1	20,6	367,6
2041	82,4	3,8	22,0	1865,8	86,5	0,259	153,9	153,9	2425,9	2425,9	46,5	17,0	384,6
2042	66,7	3,1	22,8	1932,4	89,5	0,269	137,9	137,9	2563,8	2563,8	51,7	13,5	398,1
2043	53,2	2,5	23,6	1985,6	92,0	0,276	123,6	123,6	2687,4	2687,4	57,0	11,0	409,0
2044	42,4	2,0	24,6	2028,0	94,0	0,282	112,0	112,0	2799,3	2799,3	62,1	8,8	417,8
2045	33,5	1,6	25,7	2061,5	95,5	0,287	102,1	102,1	2901,5	2901,5	67,2	6,9	424,7
2046	26,2	1,2	27,1	2087,8	96,7	0,290	94,0	94,0	2995,5	2995,5	72,1	5,4	430,1
2047	20,5	1,0	29,2	2108,3	97,7	0,293	87,9	87,9	3083,4	3083,4	76,6	4,2	434,4
2048	16,1	0,7	32,3	2124,4	98,4	0,295	82,8	82,8	3166,2	3166,2	80,5	3,3	437,7
2049	12,7	0,6	37,6	2137,1	99,0	0,297	78,5	78,5	3244,7	3244,7	83,8	2,6	440,3
2050	5,1	0,2	24,1	2142,2	99,3	0,298	67,8	67,8	3312,4	3312,4	92,5	1,0	441,3
2051	4,2	0,2	26,0	2146,4	99,5	0,298	66,4	66,4	3378,8	3378,8	93,7	0,9	442,2
2052	3,4	0,2	28,7	2149,8	99,6	0,299	65,1	65,1	3444,0	3444,0	94,8	0,7	442,9
2053	2,8	0,1	32,9	2152,5	99,7	0,299	64,1	64,1	3508,1	3508,1	95,7	0,6	443,5
2054	2,3	0,1	40,2	2154,8	99,8	0,300	63,2	63,2	3571,2	3571,2	96,4	0,5	443,9
2055	1,9	0,1	55,0	2156,7	99,9	0,300	62,3	62,3	3633,6	3633,6	97,0	0,4	444,3
2056	1,5	0,1	100,0	2158,2	100,0	0,300	61,6	61,6	3695,2	3695,2	97,5	0,3	444,6



Таблица 1.5.3.4 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 2 (рекомендуемый).

Годы	Бурение скважин, ед.				Ввод скважину в эксплуатацию, ед.	Перевод доб. скв. между объектами добыв., ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	Всего	Добыв.		нагнет					всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	дей ст.	нефти	жидкост и
		вертик.	горизонт												
2027	3	0	3	0	0	0	3	13	0	0	3	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	3	0	3	13	0	0	3	3	3	150,0	161,0
2029	2	1	1	0	2	0	5	22	0	0	5	5	5	135,4	146,9
2030	2	2	0	0	2	0	7	30	0	0	7	6	6	100,0	109,7
2031	2	2	0	0	2	0	9	39	0	0	9	8	8	75,9	83,9
2032	2	2	0	0	2	0	11	47	0	0	11	10	10	61,3	69,5
2033	1	1	0	0	1	0	12	52	0	0	12	11	11	49,2	57,7
2034	1	1	0	0	1	0	13	56	0	0	13	12	12	40,4	50,7
2035	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	13	12	12	32,8	44,5
2036	0	0	0	0	0	3	13	56	0	0	13	12	12	25,7	37,7
2037	0	0	0	0	0	2	13	56	0	0	13	12	12	27,5	40,9
2038	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	13	12	12	33,2	48,9
2039	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	13	12	12	31,3	48,8
2040	0	0	0	0	0	0	13	56	1	0	12	11	11	26,9	45,6
2041	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	22,2	41,5
2042	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	18,0	37,1
2043	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	14,3	33,3
2044	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	11,4	30,2
2045	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	9,0	27,5
2046	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	7,1	25,3
2047	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	5,5	23,7
2048	0	0	0	0	0	0	13	56	1	0	11	10	10	4,7	24,2
2049	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	11	10	10	3,7	23,0
2050	0	0	0	0	0	0	13	56	5	0	6	5	5	2,9	38,2
2051	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	2,3	37,4
2052	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	1,9	36,7
2053	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	1,6	36,1
2054	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	1,3	35,6
2055	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	1,0	35,1
2056	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	0,9	34,7

Таблица 1.5.3.5– Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 3.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Кэфф. нефтеотд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Закачка рабочих агентов, тыс.м ³		Компенса-ция отбор. закач кой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		годовая	накопленная		годовая	накопленная
2027	0	0	0	0,9205	0,04	0,0001	0	0	0,9205	0,9205	0	0	0	0	0	0,06732
2028	27,4	1,3	1,3	28,3	1,3	0,004	28,4	28,4	29,3	29,3	3,6	0	0	0	5,6	5,7
2029	71,7	3,3	3,4	100,0	4,6	0,014	78,6	78,6	107,9	107,9	8,7	0	0	0	14,8	20,5
2030	111,6	5,2	5,4	211,7	9,8	0,029	124,0	124,0	231,9	231,9	10,0	0	0	0	23,0	43,5
2031	138,7	6,4	7,1	350,4	16,2	0,049	159,9	159,9	391,8	391,8	13,3	0	0	0	28,6	72,2
2032	174,7	8,1	9,7	525,1	24,3	0,073	210,6	210,6	602,4	602,4	17,0	0	0	0	36,0	108,2
2033	200,7	9,3	12,3	725,7	33,6	0,101	267,0	267,0	869,3	869,3	24,8	66,7	67	13	41,4	149,6
2034	192,1	8,9	13,4	917,9	42,5	0,128	279,4	279,4	1148,7	1148,7	31,2	111,8	178	30	39,6	189,3
2035	171,5	7,9	13,8	1089,4	50,5	0,151	274,1	274,1	1422,8	1422,8	37,4	137,1	316	48	35,4	224,6
2036	153,1	7,1	14,3	1242,5	57,6	0,173	264,4	264,4	1687,2	1687,2	42,1	185,1	501	67	31,6	256,2
2037	150,9	7,0	16,5	1393,4	64,6	0,194	256,7	256,7	1944	1944	41,2	172,0	673	75	31,1	287,4
2038	162,5	7,5	21,2	1555,9	72,1	0,216	274,6	274,6	2218,6	2218,6	40,8	167,1	840	80	33,3	320,6
2039	149,1	6,9	24,8	1705,0	79,0	0,237	256,1	256,1	2474,7	2474,7	41,8	154,0	994	85	30,8	351,4
2040	123,0	5,7	27,1	1828,0	84,7	0,254	230,5	230,5	2705,2	2705,2	46,6	149,1	1143	90	25,4	376,8
2041	101,2	4,7	30,6	1929,2	89,4	0,268	210,5	210,5	2915,6	2915,6	51,9	146,4	1289	95	20,9	397,7
2042	81,9	3,8	35,8	2011,1	93,2	0,280	190,4	190,4	3106,1	3106,1	57,0	144,2	1433	100	16,6	414,3
2043	65,4	3,0	44,5	2076,5	96,2	0,289	174,1	174,1	3280,2	3280,2	62,4	137,2	1571	100	13,5	427,8
2044	52,4	2,4	64,1	2128,9	98,6	0,296	160,8	160,8	3441	3441	67,4	131,4	1702	100	10,8	438,6
2045	39,6	1,8		2168,5	100,5	0,301	146,1	146,1	3587	3587	72,9	122,9	1825	100	8,2	446,8
2046	30,0	1,4		2198,6	101,9	0,306	135,9	135,9	3723	3723	77,9	117,9	1943	100	6,2	453,0
2047	22,8	1,1		2221,3	102,9	0,309	128,1	128,1	3851,1	3851,1	82,2	113,6	2057	100	4,7	457,7
2048	17,3	0,8		2238,7	103,7	0,311	121,5	121,5	3972,6	3972,6	85,7	110,0	2167	100	3,6	461,2
2049	13,2	0,6		2251,9	104,3	0,313	116,1	116,1	4088,7	4088,7	88,6	106,9	2273	100	2,7	464,0
2050	5,2	0,2		2257,1	104,6	0,314	104,3	104,3	4193,0	4193,0	95,0	104,3	2378	100	1,1	465,1
2051	4,0	0,2		2261,2	104,8	0,314	102,1	102,1	4295,1	4295,1	96,0	102,0	2480	100	0,8	465,9
2052	3,1	0,1		2264,3	104,9	0,315	100,2	100,2	4395,3	4395,3	96,9	100,1	2580	100	0,6	466,5
2053	2,4	0,1		2266,7	105,0	0,315	98,5	98,5	4493,8	4493,8	97,5	98,5	2678	100	0,5	467,0

Таблица 1.5.3.6 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 3.

Годы	Бурение скважин, ед.			Ввод скважину в эксплуата-цию, ед.	Перевод доб. скв. между объектами добыч., ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Фонд нагнетательных скважин на конец года		Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость на 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	Всего	Добыч.	Нагнет.					всего	в т. ч. нагнет.	всего	в т. ч. мех.	действ.	всего	действ.	нефти	жидкости	
2027	3	3	0	0	0	3	13	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	3	0	3	13	0	0	3	3	3	0	0	50,0	52,1	0
2029	3	3	0	3	0	6	26	0	0	6	5	5	0	0	48,8	58,8	0
2030	3	3	0	3	0	9	39	0	0	9	8	8	0	0	46,7	55,8	0
2031	3	3	0	3	0	12	52	0	0	12	11	11	0	0	44,6	51,4	0
2032	3	3	0	3	0	15	65	0	0	15	14	14	0	0	43,7	52,7	0
2033	3	2	1	3	0	18	77	0	0	17	15	15	1	1	42,4	56,4	365,7
2034	1	0	1	1	0	19	82	0	0	17	15	15	2	2	38,2	55,6	218,7
2035	1	0	1	1	0	20	86	0	0	17	15	15	3	3	34,1	54,5	163,3
2036	1	0	1	1	3	21	90	0	0	17	15	15	4	4	31,1	53,7	158,5
2037	0	0	0	0	2	21	90	0	0	17	15	15	4	4	30,6	52,1	130,9
2038	0	0	0	0	0	21	90	3	0	14	13	13	4	4	39,3	63,8	127,2
2039	0	0	0	0	0	21	90	0	0	14	13	13	4	4	36,0	59,5	117,2
2040	0	0	0	0	0	21	90	0	0	14	13	13	4	4	28,6	53,6	113,5
2041	0	0	0	0	0	21	90	0	0	14	13	13	4	4	23,5	48,9	111,4
2042	0	0	0	0	0	21	90	0	0	14	13	13	4	4	19,0	44,3	109,8
2043	0	0	0	0	0	21	90	0	0	14	13	13	4	4	15,2	40,5	104,4
2044	0	0	0	0	0	21	90	0	0	14	13	13	4	4	12,2	37,4	100,0
2045	0	0	0	0	0	21	90	1	0	13	12	12	4	4	9,9	36,4	93,6
2046	0	0	0	0	0	21	90	0	0	13	12	12	4	4	7,5	33,9	89,7
2047	0	0	0	0	0	21	90	0	0	13	12	12	4	4	5,7	32,0	86,5
2048	0	0	0	0	0	21	90	0	0	13	12	12	4	4	4,3	30,3	83,7
2049	0	0	0	0	0	21	90	0	0	13	12	12	4	4	3,3	29,0	81,4
2050	0	0	0	0	0	21	90	5	0	8	7	7	4	4	2,2	44,1	79,4
2051	0	0	0	0	0	21	90	0	0	8	7	7	4	4	1,7	43,2	77,6
2052	0	0	0	0	0	21	90	0	0	8	7	7	4	4	1,3	42,4	76,2
2053	0	0	0	0	0	21	90	0	0	8	7	7	4	4	1,0	41,7	75,0



Таблица 1.5.3.7– Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости. Вариант 4.

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от утв. извлекаемых запасов, %		Накоплен-ная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	Коэф. нефте-отд, %	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод. продукции, %	Добыча нефтяного газа, млн.м ³	
		нач.	тек.				всего	в т.ч. мех. спос.	всего	в т.ч. мех. спос.		годовая	накопленная
2027	0	0	0	0,9205	0,04	0,0001	0	0	0,9205	0,9205	0	0	0,0673
2028	54,8	2,5	2,5	55,7	2,6	0,008	57,6	57,6	58,5	58,5	5,0	11,3	11,4
2029	111,1	5,1	5,3	166,8	7,7	0,023	118,8	118,8	177,4	177,4	6,5	22,9	34,3
2030	131,3	6,1	6,6	298,1	13,8	0,041	141,3	141,3	318,7	318,7	7,0	27,1	61,4
2031	142,3	6,6	7,7	440,4	20,4	0,061	158,6	158,6	477,2	477,2	10,3	29,4	90,7
2032	151,6	7,0	8,8	592,1	27,4	0,082	173,6	173,6	650,8	650,8	12,7	31,3	122,0
2033	149,6	6,9	9,6	741,6	34,4	0,103	180,4	180,4	831,3	831,3	17,1	30,9	152,9
2034	140,8	6,5	9,9	882,4	40,9	0,123	175,9	175,9	1007,2	1007,2	20,0	29,0	181,9
2035	124,1	5,8	9,7	1006,6	46,6	0,140	164,4	164,4	1171,5	1171,5	24,5	25,6	207,6
2036	101,9	4,7	8,9	1108,5	51,4	0,154	143,6	143,6	1315,1	1315,1	29,0	21,0	228,6
2037	110,7	5,1	10,6	1219,3	56,5	0,169	148,6	148,6	1463,7	1463,7	25,5	22,8	251,4
2038	130,8	6,1	13,9	1350,1	62,6	0,188	172,3	172,3	1636,0	1636,0	24,1	26,7	278,2
2039	124,0	5,7	15,3	1474,0	68,3	0,205	168,1	168,1	1804,1	1804,1	26,2	25,6	303,7
2040	103,5	4,8	15,1	1577,5	73,1	0,219	147,4	147,4	1951,5	1951,5	29,8	21,3	325,1
2041	85,9	4,0	14,8	1663,4	77,1	0,231	132,1	132,1	2083,6	2083,6	35,0	17,7	342,8
2042	69,8	3,2	14,1	1733,2	80,3	0,241	116,0	116,0	2199,6	2199,6	39,8	14,2	357,0
2043	56,1	2,6	13,2	1789,3	82,9	0,249	101,6	101,6	2301,2	2301,2	44,8	11,6	368,5
2044	45,0	2,1	12,2	1834,3	85,0	0,255	89,8	89,8	2391,0	2391,0	49,8	9,3	377,8
2045	35,9	1,7	11,1	1870,2	86,7	0,26	79,6	79,6	2470,6	2470,6	54,9	7,4	385,2
2046	28,4	1,3	9,9	1898,6	88,0	0,264	71,2	71,2	2541,8	2541,8	60,1	5,9	391,1
2047	22,4	1,0	8,6	1921,0	89,0	0,267	64,7	64,7	2606,5	2606,5	65,4	4,6	395,7
2048	17,7	0,8	7,4	1938,7	89,8	0,269	59,1	59,1	2665,6	2665,6	70,1	3,6	399,4
2049	14,0	0,6	6,4	1952,7	90,5	0,271	54,4	54,4	2719,9	2719,9	74,3	2,9	402,2
2050	6,2	0,3	3,0	1958,8	90,8	0,272	43,2	43,2	2763,1	2763,1	85,7	1,3	403,5
2051	5,1	0,2	2,5	1963,9	91,0	0,273	41,3	41,3	2804,4	2804,4	87,8	1,0	404,6
2052	4,1	0,2	2,1	1968,0	91,2	0,274	39,6	39,6	2844,1	2844,1	89,5	0,9	405,4
2053	3,4	0,2	1,8	1971,4	91,3	0,274	38,1	38,1	2882,2	2882,2	91,1	0,7	406,1
2054	2,8	0,1	1,5	1974,2	91,5	0,274	36,7	36,7	2918,9	2918,9	92,4	0,6	406,7
2055	2,3	0,1	1,2	1976,5	91,6	0,275	35,5	35,5	2954,4	2954,4	93,5	0,5	407,2
2056	1,9	0,1	1,0	1978,4	91,7	0,275	34,3	34,3	2988,7	2988,7	94,5	0,4	407,6
2057	1,6	0,1	0,9	1980,0	91,7	0,275	33,2	33,2	3021,9	3021,9	95,3	0,3	407,9
2058	1,3	0,1	0,7	1981,2	91,8	0,275	32,2	32,2	3054,1	3054,1	96,0	0,3	408,1
2059	1,0	0,1	0,6	1982,3	91,8	0,276	31,3	31,3	3085,3	3085,3	96,6	0,2	408,3
2060	0,9	0,0	0,5	1983,1	91,9	0,276	30,4	30,4	3115,7	3115,7	97,2	0,2	408,5
2061	0,7	0,0	0,4	1983,8	91,9	0,276	29,5	29,5	3145,2	3145,2	97,6	0,1	408,7

Таблица 1.5.3.8 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основного фонда скважин в целом по месторождению. Вариант 4.

Годы	Бурение скважин, ед.				Ввод скважину в эксплуата-цию, ед.	Перевод доб. скв. между объектами добыв. ед.	Фонд скважин с начала разра-ботки, ед.	Эксплуатац. бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода			Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут	
	всего	Добыв.		нагнет					всего	в т.ч. нагнет.	всего	в т.ч. мех.	дейст.	нефти	жидкости
		вертик.	горизонт												
2027	3	0	3	0	0	0	3	13	0	0	3	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	3	0	3	13	0	0	3	3	3	100,0	105,4
2029	2	1	1	0	2	0	5	22	0	0	5	5	5	93,7	100,2
2030	2	2	0	0	2	0	7	30	0	0	7	6	6	73,9	79,5
2031	2	2	0	0	2	0	9	39	0	0	9	8	8	60,1	66,9
2032	2	2	0	0	2	0	11	47	0	0	11	10	10	51,2	58,6
2033	1	1	0	0	1	0	12	52	0	0	12	11	11	44,0	53,0
2034	1	1	0	0	1	0	13	56	0	0	13	12	12	38,1	47,6
2035	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	13	12	12	32,3	42,8
2036	0	0	0	0	0	3	13	56	0	0	13	12	12	25,9	36,4
2037	0	0	0	0	0	2	13	56	0	0	13	12	12	28,1	37,7
2038	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	13	12	12	34,0	44,8
2039	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	13	12	12	32,3	43,7
2040	0	0	0	0	0	0	13	56	1	0	12	11	11	27,9	39,7
2041	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	23,1	35,6
2042	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	18,8	31,3
2043	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	15,1	27,4
2044	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	12	11	11	12,1	24,2
2045	0	0	0	0	0	0	13	56	1	0	11	10	10	10,5	23,3
2046	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	11	10	10	8,3	20,8
2047	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	11	10	10	6,5	18,9
2048	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	11	10	10	5,2	17,3
2049	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	11	10	10	4,1	15,9
2050	0	0	0	0	0	0	13	56	5	0	6	5	5	3,5	24,3
2051	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	2,9	23,3
2052	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	2,3	22,3
2053	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	1,9	21,5
2054	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	6	5	5	1,6	20,7
2055	0	0	0	0	0	0	13	56	1	0	5	4	4	1,6	25,4
2056	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	5	4	4	1,4	24,6
2057	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	5	4	4	1,1	23,8
2058	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	5	4	4	0,9	23,1
2059	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	5	4	4	0,8	22,4
2060	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	5	4	4	0,6	21,7
2061	0	0	0	0	0	0	13	56	0	0	5	4	4	0,5	21,2



Таблица 1.5.3.9 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору газа и конденсата в целом по месторождению. Вариант 1

Годы	Бурение скважин, ед.	Бурение бокового ствола, ед.	Ввод скважин в эксплуатацию, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационно е бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд действующих добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м3/сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут
									нач.	тек.								
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,85	0,023	0	0	0,256	0	0	0
2025	1	0	2	1	2	9	2	30,8	0,4	0,4	32,7	0,4	0,003	9,4	9,7	0,004	127,9	39,1
2026	1	0	1	0	3	13	3	103,2	1,3	1,3	135,8	1,7	0,013	31,5	41,2	0,017	125,3	38,3
2027	2	1	0	0	6	28	3	115,8	1,4	1,5	251,6	3,1	0,025	35,4	76,6	0,031	117,1	35,8
2028	1	0	4	0	7	33	7	262,5	3,3	3,4	514,1	6,4	0,051	40,8	117,4	0,047	159,6	24,8
2029	1	0	1	0	8	38	8	408,4	5,1	5,5	922,5	11,5	0,091	44,2	161,5	0,065	165,3	17,9
2030	0	0	0	0	8	38	8	420,7	5,3	5,9	1343,2	16,8	0,133	41,9	203,5	0,082	159,6	15,9
2031	0	0	0	0	8	38	8	399,7	5,0	6,0	1742,9	21,8	0,172	30,9	234,4	0,095	151,7	11,7
2032	0	0	0	0	8	38	8	379,7	4,7	6,1	2122,6	26,5	0,209	29,0	263,4	0,106	144,1	11,0
2033	0	0	0	0	8	38	8	360,7	4,5	6,1	2483,3	31,1	0,245	27,1	290,6	0,117	136,9	10,3
2034	0	0	0	0	8	38	8	342,7	4,3	6,2	2826,0	35,3	0,279	25,3	315,9	0,128	130,0	9,6
2035	0	0	0	0	8	38	8	325,5	4,1	6,3	3151,5	39,4	0,311	23,6	339,5	0,137	123,5	9,0
2036	0	0	0	0	8	38	8	309,3	3,9	6,4	3460,8	43,3	0,341	21,9	361,4	0,146	117,4	8,3
2037	0	0	0	0	8	38	8	287,6	3,6	6,3	3748,3	46,9	0,370	19,6	381,0	0,154	109,1	7,4
2038	0	0	0	0	8	38	8	265,2	3,3	6,2	4013,5	50,2	0,396	17,4	398,4	0,161	100,6	6,6
2039	0	0	0	0	8	38	8	242,3	3,0	6,1	4255,9	53,2	0,420	15,4	413,7	0,167	92,0	5,8
2040	0	0	0	0	8	38	8	218,1	2,7	5,8	4474,0	55,9	0,441	13,3	427,1	0,173	82,8	5,1
2041	0	0	0	0	8	38	8	196,3	2,5	5,6	4670,3	58,4	0,461	11,6	438,6	0,177	74,5	4,4
2042	0	0	0	0	8	38	8	166,9	2,1	5,0	4837,1	60,5	0,477	9,4	448,0	0,181	63,3	3,6
2043	0	0	0	0	8	38	8	141,5	1,8	4,5	4978,6	62,3	0,491	7,6	455,7	0,184	53,7	2,9
2044	0	0	0	0	8	38	8	119,9	1,5	4,0	5098,5	63,8	0,503	6,2	461,8	0,187	45,5	2,3
2045	0	0	0	0	8	38	8	101,7	1,3	3,5	5200,2	65,0	0,513	5,0	466,8	0,189	38,6	1,9
2046	0	0	0	0	8	38	8	86,2	1,1	3,1	5286,4	66,1	0,522	4,0	470,8	0,190	32,7	1,5
2047	0	0	0	0	8	38	8	73,1	0,9	2,7	5359,5	67,0	0,529	3,2	474,0	0,192	27,7	1,2
2048	0	0	0	0	8	38	8	62,0	0,8	2,4	5421,5	67,8	0,535	2,6	476,5	0,193	23,5	1,0
2049	0	0	0	0	8	38	8	52,6	0,7	2,0	5474,1	68,5	0,540	2,1	478,6	0,193	19,9	0,8
2050	0	0	0	0	8	38	8	44,6	0,6	1,8	5518,6	69,0	0,544	1,6	480,2	0,194	16,9	0,6
2051	0	0	0	0	8	38	8	37,8	0,5	1,5	5556,4	69,5	0,548	1,3	481,6	0,195	14,3	0,5
2052	0	0	0	0	8	38	8	32,0	0,4	1,3	5588,5	69,9	0,551	1,0	482,6	0,195	12,2	0,4
2053	0	0	0	0	8	38	8	27,2	0,3	1,1	5615,6	70,2	0,554	0,8	483,4	0,195	10,3	0,3
2054	0	0	0	0	8	38	8	23,0	0,3	1,0	5638,7	70,5	0,556	0,6	484,1	0,196	8,7	0,2
2055	0	0	0	0	8	38	8	19,5	0,2	0,8	5658,2	70,8	0,558	0,5	484,6	0,196	7,4	0,2
2056	0	0	0	0	8	38	8	16,6	0,2	0,7	5674,8	71,0	0,560	0,4	485,0	0,196	6,3	0,2
2057	0	0	0	0	8	38	8	14,1	0,2	0,6	5688,8	71,1	0,561	0,3	485,3	0,196	5,3	0,1
2058	0	0	0	0	8	38	8	11,9	0,1	0,5	5700,8	71,3	0,562	0,2	485,5	0,196	4,5	0,1
2059	0	0	0	0	8	38	8	10,1	0,1	0,4	5710,9	71,4	0,563	0,2	485,7	0,196	3,8	0,1
2060	0	0	0	0	8	38	8	8,6	0,1	0,4	5719,4	71,5	0,564	0,1	485,8	0,196	3,3	0,1
2061	0	0	0	0	8	38	8	7,3	0,1	0,3	5726,7	71,6	0,565	0,1	485,9	0,196	2,8	0,04
2062	0	0	0	0	8	38	8	6,2	0,1	0,3	5732,9	71,7	0,566	0,1	486,0	0,196	2,3	0,03
2063	0	0	0	0	8	38	8	5,2	0,1	0,2	5738,1	71,8	0,566	0,1	486,1	0,196	2,0	0,02



Таблица 1.5.3.10 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору газа и конденсата в целом по месторождению. Вариант 2

Годы	Бурение скважин, ед.	Бурение бокового ствола, ед.	Ввод скважин в эксплуатацию, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд действующих добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут
									нач.	тек.								
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,850491	0,023	0	0	0,2559	0	0	0
2025	1	0	2	1	2	10	2	30,8	0,4	0,4	32,7	0,41	0,003	9,4	9,7	0,004	127,9	39,1
2026	1	0	1	0	3	15	3	103,2	1,3	1,3	135,8	1,7	0,01	31,5	41,2	0,017	125,3	38,3
2027	2	1	0	0	6	31	3	115,8	1,4	1,5	251,6	3,1	0,02	35,4	76,6	0,031	117,1	35,8
2028	1	0	4	0	7	36	7	262,5	3,3	3,4	514,1	6,4	0,051	68,2	144,8	0,059	159,6	41,4
2029	2	0	2	0	9	46	9	431,7	5,4	5,8	945,8	11,8	0,093	107,3	252,1	0,102	163,9	40,7
2030	1	0	1	0	10	52	10	503,7	6,3	7,1	1449,5	18,1	0,143	123,5	375,6	0,152	161,0	39,5
2031	1	0	1	0	11	57	11	554,3	6,9	8,5	2003,9	25,1	0,198	125,0	500,6	0,202	160,3	36,1
2032	0	0	0	0	11	57	11	559,3	7,0	9,3	2563,2	32,1	0,253	125,0	625,6	0,253	154,4	34,5
2033	0	0	0	0	11	57	11	531,4	6,6	9,8	3094,6	38,7	0,305	117,9	743,5	0,301	146,6	32,5
2034	0	0	0	0	11	57	11	504,8	6,3	10,3	3599,4	45,0	0,355	111,1	854,6	0,345	139,3	30,7
2035	0	0	0	0	11	57	11	479,6	6,0	10,9	4078,9	51,0	0,402	104,7	959,3	0,388	132,3	28,9
2036	0	0	0	0	11	57	11	454,3	5,7	11,6	4533,2	56,7	0,447	89,5	1048,8	0,424	125,4	24,7
2037	0	0	0	0	11	57	11	427,3	5,3	12,3	4960,5	62,0	0,489	80,1	1128,9	0,456	117,9	22,1
2038	0	0	0	0	11	57	11	402,1	5,0	13,2	5362,6	67,1	0,529	63,0	1191,9	0,482	111,0	17,4
2039	0	0	0	0	11	57	11	368,0	4,6	14,0	5730,6	71,7	0,565	49,2	1241,2	0,502	101,5	13,6
2040	0	0	0	0	11	57	11	333,4	4,2	14,7	6064,0	75,8	0,598	37,6	1278,7	0,517	92,0	10,4
2041	0	0	0	0	11	57	11	299,8	3,7	15,5	6363,7	79,6	0,628	28,9	1307,7	0,529	82,7	8,0
2042	0	0	0	0	11	57	11	269,2	3,4	16,5	6633,0	82,9	0,654	22,5	1330,2	0,538	74,3	6,2
2043	0	0	0	0	11	57	11	238,4	3,0	17,5	6871,4	85,9	0,678	17,6	1347,8	0,545	65,8	4,9
2044	0	0	0	0	11	57	11	208,3	2,6	18,5	7079,6	88,5	0,698	13,9	1361,7	0,550	57,5	3,8
2045	0	0	0	0	11	57	11	180,4	2,3	19,7	7260,0	90,8	0,716	11,1	1372,8	0,555	49,8	3,1
2046	0	0	0	0	11	57	11	156,2	2,0	21,2	7416,2	92,7	0,732	8,8	1381,6	0,558	43,1	2,4
2047	0	0	0	0	11	57	11	126,6	1,6	21,8	7542,9	94,3	0,744	7,2	1388,8	0,561	34,9	2,0
2048	0	0	0	0	11	57	11	100,8	1,3	22,2	7643,6	95,6	0,754	5,6	1394,4	0,564	27,8	1,5
2049	0	0	0	0	11	57	11	79,8	1,0	22,6	7723,4	96,6	0,762	4,2	1398,6	0,565	22,0	1,2
2050	0	0	0	0	11	57	11	63,5	0,8	23,2	7786,9	97,4	0,768	3,2	1401,8	0,567	17,5	0,9
2051	0	0	0	0	11	57	11	50,6	0,6	24,1	7837,6	98,0	0,773	2,5	1404,3	0,568	14,0	0,7
2052	0	0	0	0	11	57	11	40,4	0,5	25,4	7878,0	98,5	0,777	1,9	1406,2	0,568	11,2	0,5
2053	0	0	0	0	11	57	11	32,3	0,4	27,1	7910,3	98,9	0,780	1,4	1407,6	0,569	8,9	0,4
2054	0	0	0	0	11	57	11	25,8	0,3	29,8	7936,1	99,2	0,783	1,1	1408,7	0,569	7,1	0,3
2055	0	0	0	0	11	57	11	20,6	0,3	33,9	7956,7	99,5	0,785	0,8	1409,5	0,570	5,7	0,2
2056	0	0	0	0	11	57	11	16,5	0,2	40,9	7973,2	99,7	0,787	0,6	1410,2	0,570	4,6	0,2
2057	0	0	0	0	11	57	11	13,2	0,2	55,5	7986,4	99,9	0,788	0,5	1410,6	0,570	3,6	0,1
2058	0	0	0	0	11	57	11	10,6	0,1	100,0	7997,0	100,0	0,789	0,3	1411,0	0,570	2,9	0,1

Таблица 1.5.3.11 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору газа и конденсата в целом по месторождению. Вариант 3

Годы	Бурение скважин, ед.	Бурение бокового ствола, ед.	Ввод скважин в эксплуатацию, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец периода, ед.	Перевод добывающую скважину под нагнетание, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд действующих добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Закачка газа, млн.м ³	Накопленная закачка газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут
											нач.	тек.										
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,9	0	0	0,023	0,0002	0	0,26	0	0	0
2025	1	0	2	1	2	0	0	10	2	30,8	0,4	0,4	32,7	0	0	0,4	0,003	9,4	9,7	0,004	127,9	39,1
2026	1	0	1	0	3	0	0	15	3	103,2	1,3	1,3	135,8	0	0	1,7	0,013	31,5	41,2	0,017	125,3	38,3
2027	2	1	0	0	6	0	0	31	3	115,8	1,4	1,5	251,6	0	0	3,1	0,025	35,4	76,6	0,031	117,1	35,8
2028	2	0	5	0	8	0	0	41	8	285,9	3,6	3,7	537,4	0	0	6,7	0,053	75,3	152,0	0,061	158,0	41,6
2029	4	0	4	0	12	0	0	62	12	538,1	6,7	7,2	1075,5	0	0	13,4	0,106	135,8	287,8	0,116	163,4	41,2
2030	2	0	2	0	14	0	0	72	14	696,2	8,7	10,1	1771,7	0	0	22,2	0,175	156,2	444,0	0,179	162,6	36,5
2031	0	0	0	0	14	1	1	72	13	721,8	9,0	11,6	2493,4	111,8	111,8	31,2	0,246	159,9	603,9	0,244	168,5	37,3
2032	0	0	0	0	14	2	1	72	12	681,0	8,5	12,4	3174,4	104,0	215,8	39,7	0,313	149,5	753,4	0,305	172,3	37,8
2033	0	0	0	0	14	3	1	72	11	642,6	8,0	13,3	3817,0	307,7	523,5	47,7	0,377	139,6	893,0	0,361	177,3	38,5
2034	0	0	0	0	14	4	1	72	10	600,3	7,5	14,4	4417,2	287,5	811,0	55,2	0,436	128,9	1021,9	0,413	182,2	39,1
2035	0	0	0	0	14	5	1	72	9	561,1	7,0	15,7	4978,3	268,8	1079,8	62,3	0,491	100,3	1122,2	0,454	189,3	33,8
2036	0	0	0	0	14	5	0	72	9	524,8	6,6	17,4	5503,1	251,4	1331,2	68,8	0,543	79,9	1202,1	0,486	177,0	26,9
2037	0	0	0	0	14	5	0	72	9	475,6	5,9	19,1	5978,7	227,9	1559,2	74,8	0,590	58,1	1260,2	0,509	160,4	19,6
2038	0	0	0	0	14	5	0	72	9	433,6	5,4	21,5	6412,3	207,9	1767,0	80,2	0,633	42,2	1302,4	0,526	146,3	14,2
2039	0	0	0	0	14	5	0	72	9	397,5	5,0	25,1	6809,8	190,6	1957,6	85,2	0,672	30,7	1333,1	0,539	134,1	10,4
2040	0	0	0	0	14	5	0	72	9	326,9	4,1	27,5	7136,7	156,8	2114,4	89,2	0,704	22,3	1355,4	0,548	110,3	7,5
2041	0	0	0	0	14	5	0	72	9	247,6	3,1	28,8	7384,3	118,7	2233,2	92,3	0,729	16,2	1371,6	0,554	83,5	5,5
2042	0	0	0	0	14	5	0	72	9	179,6	2,2	29,3	7563,9	86,1	2319,3	94,6	0,746	11,7	1383,3	0,559	60,6	4,0
2043	0	0	0	0	14	5	0	72	9	129,2	1,6	29,8	7693,1	61,9	2381,2	96,2	0,759	8,4	1391,7	0,563	43,6	2,8
2044	0	0	0	0	14	5	0	72	9	93,1	1,2	30,6	7786,2	44,6	2425,8	97,4	0,768	6,1	1397,8	0,565	31,4	2,1
2045	0	0	0	0	14	5	0	72	9	67,4	0,8	32,0	7853,6	32,3	2458,1	98,2	0,775	4,4	1402,2	0,567	22,7	1,5
2046	0	0	0	0	14	5	0	72	9	48,9	0,6	34,1	7902,4	23,4	2481,5	98,8	0,780	3,1	1405,3	0,568	16,5	1,1
2047	0	0	0	0	14	5	0	72	9	35,6	0,4	37,6	7938,0	17,0	2498,5	99,3	0,783	2,2	1407,5	0,569	12,0	0,8
2048	0	0	0	0	14	5	0	72	9	26,0	0,3	44,0	7964,0	12,4	2511,0	99,6	0,786	1,6	1409,1	0,570	8,8	0,5
2049	0	0	0	0	14	5	0	72	9	19,0	0,2	57,6	7983,0	9,1	2520,1	99,8	0,788	1,1	1410,2	0,570	6,4	0,4
2050	0	0	0	0	14	5	0	72	9	14,0	0,2	100,0	7997,0	6,7	2526,8	100,0	0,789	0,8	1411,0	0,570	4,7	0,3



Таблица 1.5.3.12 – Месторождение Мунайбай. Характеристика основных показателей разработки по отбору газа и конденсата в целом по месторождению. Вариант 4

Годы	Бурение скважин, ед.	Бурение бокового ствола, ед.	Ввод скважин в эксплуатацию, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд действующих добывающих скважин на конец периода, ед.	Добыча газа, млн.м ³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м ³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.	Дебит 1 скв. по газу, тыс.м ³ /сут	Дебит 1 скв. по конденсату, т/сут
									нач.	тек.								
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,850491	0,023	0	0	0,2559	0	0	0
2025	1	0	2	1	2	10	2	30,8	0,4	0,4	32,7	0,41	0,003	9,4	9,7	0,004	127,9	39,1
2026	1	0	1	0	3	15	3	103,2	1,3	1,3	135,8	1,7	0,01	31,5	41,2	0,017	125,3	38,3
2027	2	1	0	0	6	31	3	115,8	1,4	1,5	251,6	3,1	0,02	35,4	76,6	0,031	117,1	35,8
2028	1	0	4	0	7	36	7	262,5	3,3	3,4	514,1	6,4	0,051	68,2	144,8	0,059	159,6	41,4
2029	2	0	2	0	9	46	9	431,7	5,4	5,8	945,8	11,8	0,093	107,3	252,1	0,102	163,9	40,7
2030	1	0	1	0	10	52	10	503,7	6,3	7,1	1449,5	18,1	0,143	123,5	375,6	0,152	161,0	39,5
2031	1	0	1	0	11	57	11	554,3	6,9	8,5	2003,9	25,1	0,198	125,0	500,6	0,202	160,3	36,1
2032	0	0	0	0	11	57	11	559,3	7,0	9,3	2563,2	32,1	0,253	125,0	625,6	0,253	154,4	34,5
2033	0	0	0	0	11	57	11	531,4	6,6	9,8	3094,6	38,7	0,305	117,9	743,5	0,301	146,6	32,5
2034	0	0	0	0	11	57	11	504,8	6,3	10,3	3599,4	45,0	0,355	111,1	854,6	0,345	139,3	30,7
2035	0	0	0	0	11	57	11	479,6	6,0	10,9	4078,9	51,0	0,402	104,7	959,3	0,388	132,3	28,9
2036	0	0	0	0	11	57	11	454,3	5,7	11,6	4533,2	56,7	0,447	89,5	1048,8	0,424	125,4	24,7
2037	0	0	0	0	11	57	11	427,3	5,3	12,3	4960,5	62,0	0,489	80,1	1128,9	0,456	117,9	22,1
2038	0	0	0	0	11	57	11	402,1	5,0	13,2	5362,6	67,1	0,529	63,0	1191,9	0,482	111,0	17,4
2039	0	0	0	0	11	57	11	368,0	4,6	14,0	5730,6	71,7	0,565	49,2	1241,2	0,502	101,5	13,6
2040	0	0	0	0	11	57	11	333,4	4,2	14,7	6064,0	75,8	0,598	37,6	1278,7	0,517	92,0	10,4
2041	0	0	0	0	11	57	11	299,8	3,7	15,5	6363,7	79,6	0,628	28,9	1307,7	0,529	82,7	8,0
2042	0	0	0	0	11	57	11	269,2	3,4	16,5	6633,0	82,9	0,654	22,5	1330,2	0,538	74,3	6,2
2043	0	0	0	0	11	57	11	238,4	3,0	17,5	6871,4	85,9	0,678	17,6	1347,8	0,545	65,8	4,9
2044	0	0	0	0	11	57	11	208,3	2,6	18,5	7079,6	88,5	0,698	13,9	1361,7	0,550	57,5	3,8
2045	0	0	0	0	11	57	11	180,4	2,3	19,7	7260,0	90,8	0,716	11,1	1372,8	0,555	49,8	3,1
2046	0	0	0	0	11	57	11	156,2	2,0	21,2	7416,2	92,7	0,732	8,8	1381,6	0,558	43,1	2,4
2047	0	0	0	0	11	57	11	126,6	1,6	21,8	7542,9	94,3	0,744	7,2	1388,8	0,561	34,9	2,0
2048	0	0	0	0	11	57	11	100,8	1,3	22,2	7643,6	95,6	0,754	5,6	1394,4	0,564	27,8	1,5
2049	0	0	0	0	11	57	11	79,8	1,0	22,6	7723,4	96,6	0,762	4,2	1398,6	0,565	22,0	1,2
2050	0	0	0	0	11	57	11	63,5	0,8	23,2	7786,9	97,4	0,768	3,2	1401,8	0,567	17,5	0,9
2051	0	0	0	0	11	57	11	50,6	0,6	24,1	7837,6	98,0	0,773	2,5	1404,3	0,568	14,0	0,7
2052	0	0	0	0	11	57	11	40,4	0,5	25,4	7878,0	98,5	0,777	1,9	1406,2	0,568	11,2	0,5
2053	0	0	0	0	11	57	11	32,3	0,4	27,1	7910,3	98,9	0,780	1,4	1407,6	0,569	8,9	0,4
2054	0	0	0	0	11	57	11	25,8	0,3	29,8	7936,1	99,2	0,783	1,1	1408,7	0,569	7,1	0,3
2055	0	0	0	0	11	57	11	20,6	0,3	33,9	7956,7	99,5	0,785	0,8	1409,5	0,570	5,7	0,2
2056	0	0	0	0	11	57	11	16,5	0,2	40,9	7973,2	99,7	0,787	0,6	1410,2	0,570	4,6	0,2
2057	0	0	0	0	11	57	11	13,2	0,2	55,5	7986,4	99,9	0,788	0,5	1410,6	0,570	3,6	0,1
2058	0	0	0	0	11	57	11	10,6	0,1	100,0	7997,0	100,0	0,789	0,3	1411,0	0,570	2,9	0,1

1.5.4 Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, переработки и транспортировки углеводородной продукции нефтегазоконденсатных скважин

Наземные объекты и инфраструктура нефтегазоконденсатного месторождения предназначены для внутрипромыслового сбора и подготовки скважинного флюида с целью получения и транспортировки товарной углеводородной продукции (природного газа, сжиженного газа, нефти и стабильного конденсата) для реализации потребителям.

При проектировании и конструировании технологии внутрипромыслового сбора, подготовки и транспортировки необходимо учитывать следующие моменты:

- устьевые давления;
- содержание газа в добываемых продуктах;
- схема расположения эксплуатационных скважин проекта;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- наличие поблизости действующих установок подготовки нефти и газа;
- наличие возможных потребителей продукции.

Система сбора и транспортировки в полевых условиях должна отвечать следующим требованиям:

- обеспечить герметичность системы сбора добытых продуктов;
- обеспечить точное измерение дебита каждой скважины;
- обеспечить учет промышленной добычи по месторождению в целом;
- обеспечить учет объемов попутного газа, потребляемого на внутренние нужды;
- обеспечение надежной работы всех технологических узлов;
- обеспечить автоматизацию всех технологических процессов;
- обеспечить минимальные технологические потери нефти и газа.

В данном Проекте разработки рассматривается концепция обустройства инфраструктуры сбора, подготовки и транспортировки добываемого углеводородного сырья.

Концепция предполагает, что пиковый объем добычи газа (смесь газа с месторождения Мунайбай) составит 1,7 млн. м³/сут.

Проектирование и строительство наземных объектов и инфраструктуры на нефтегазоконденсатном месторождении Мунайбай будет осуществляться в два этапа.

На первом этапе в приоритетном порядке будут построены наземные объекты и трубопровод сырого газа на участке Бахыт для скорейшей поставки газа на рынок для реализации.

На втором этапе на участке Восточный Мунайбай будут построены наземные сооружения и сбытовой газопровод, а поток сырого газа из Бахыта будет перенаправлен на установку комплексной подготовки газа (УКПГ) Восточный Мунайбай.

Этап – I

Система сбора подготовки и транспортировки продукции

На первом этапе продукция газоконденсатных скважин участка Бахыт по отдельным коллекторам поступает на входной манифольд газоизмерительной станции (трехфазный тестовый сепаратор), где происходит поскваженный замер дебита добываемой продукции. Далее газоконденсатная смесь подается под собственным давлением (~60 бар.) по газопроводу (Ø 8", ~22 км) на узел учета газа (УУГ), который будет установлен рядом с точкой врезки в систему газовых коллекторов на месторождении Толкын. Система газовых коллекторов принадлежит и управляется третьей стороной - компанией «Nobilis & Varro Operating Group LLP» (N&VOG). После учета газ направляется по газопроводу (Ø 20", 50 км) на Боранкольский газоперерабатывающий завод (БППЗ) для дальнейшей переработки и поставки товарного газа в систему магистрального газопровода Средняя Азия – Центр (САЦ) в КС Опорная, а стабильный газовый конденсат (КГС) перекачивается в резервуарный парк хранения компании N&VOG, где КГС хранится и далее транспортируется железнодорожными цистернами для реализации на рынке.

Принципиальная схема сбора и подготовки 1-го этапа представлена на рисунке 1.5.4.1.

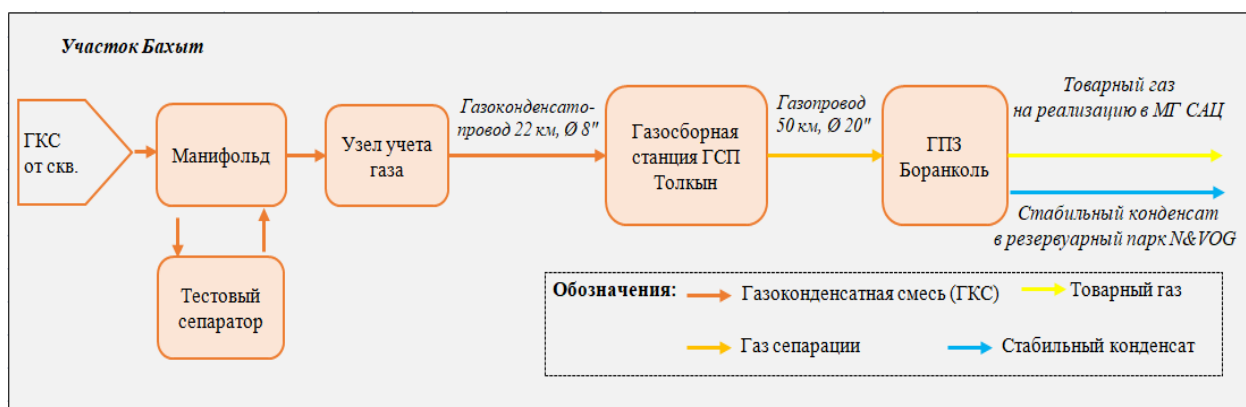


Рисунок 1.5.4.1 – Принципиальная схема сбора и подготовки Бахыт Этап I

Этап –II

Система сбора подготовки и транспортировки продукции

На втором этапе газ с участка Бахыт больше не поставляется на месторождение Толкын. Для транспортировки газа вводится новый газопровод (Ø 8", 13 км) до участка Восточный Мунайбай.

Для переработки добываемого газа, конденсата и сырой нефти на территории Восточного Мунайбая будут построены установки комплексной переработки газа (УКПГ) и переработки нефти (УПН). Для реализации товарного газа будет построен газопровод (Ø 16", 105 км) от участка Восточный Мунайбай до системы магистрального газопровода САЦ в КС Опорная.

Продукция газоконденсатных скважин участка Восточный Мунайбай по отдельным коллекторам поступает на входной манифольд газоизмерительной станции (трехфазный тестовый сепаратор), затем направляется на блок учета и разделения УКПГ и далее в двухфазный сепаратор, где выделяется свободный газ и жидкость (смесь конденсата и воды). Свободный газ направляется на установку сероочистки для улавливания H_2S и далее на установку осушки газа, для получения товарного газа.

Очищенный и осушенный товарный газ подается под собственным давлением (~60 бар) по газопроводу (Ø 16", 105 км) на узел учета газа компании ТОО «Lucent Petroleum», который будет установлен вблизи точки врезки в систему магистрального газопровода САЦ в КС Опорная. Объем и качество товарного газа измеряются с помощью узла фискального учета.

Большая часть пропан-бутановой фракции сырого газа отделяется в процессе переработки через блок осушки (блок низкотемпературной сепарации) и смешивается с товарным газом. Затем оставшаяся низкопропановая и бутановая фракция отделяется через блок стабилизации конденсата, сжимается и перекачивается обратно на начальную стадию переработки. Максимальный суточный объем выработки СУГ, по расчетам, составляет около 5 тонн в пик добычи газа, что делает его нерентабельным для поставки на рынок в качестве товарного продукта.

Отделившаяся смесь нестабильного конденсата направляется в блок стабилизации конденсата, после чего направляется в резервуарный парк хранения стабильного конденсата, где установлена сливо-наливная эстакада для заполнения автоцистерн. Стабильный конденсат перевозится автотранспортом и перегружается в резервуарный парк, управляемый компанией N&VOG. Конденсат хранится в резервуарах, затем перегружается в железнодорожные цистерны для продажи на экспорт и внутренний рынок.

Продукция нефтяных скважин участка Восточный Мунайбай по индивидуальным выкидным линиям поступает на входной манифольд, после на блок учета (тестовый сепаратор), после замера НГС поступает на УПН, где производится разделение нефти и воды, далее подготовленная нефть поступает в резервуары хранения товарной нефти.

Выделившийся попутный газ частично направляется на выработку электроэнергии, и

остальная часть газа на входной компрессор УКПГ.

Отделившаяся вода с УКПГ и УПН собирается в резервуарах для хранения воды, а затем транспортируется водовозами на ближайший полигон для утилизации.

Газопровод (Ø 8", 22 км), который использовался для подачи газа с участка Бахыт до нефтесборной станции месторождения Толкын на 1 этапе, будет переоборудован в нефтепровод.

От УПН Восточный Мунайбай будет проложен новый нефтепровод (Ø 6", 13 км) для врезки в переоборудованный нефтепровод (Ø 8", 22 км), таким образом товарная нефть участка Восточный Мунайбай с УПН будет перекачиваться на пункт сбора нефти месторождения Толкын, откуда она сначала перекачивается по существующему трубопроводу (Ø 12", 50 км) на УПН Боранколь, а затем по другому нефтепроводу (Ø 6", 18 км) в резервуарный парк расположенный на КС Опорная, где она хранится и перекачивается либо в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (КТО), либо перегружается в ж/д цистерны для реализации.

Принципиальная схема сбора и подготовки представлена на рисунке 1.5.4.2.

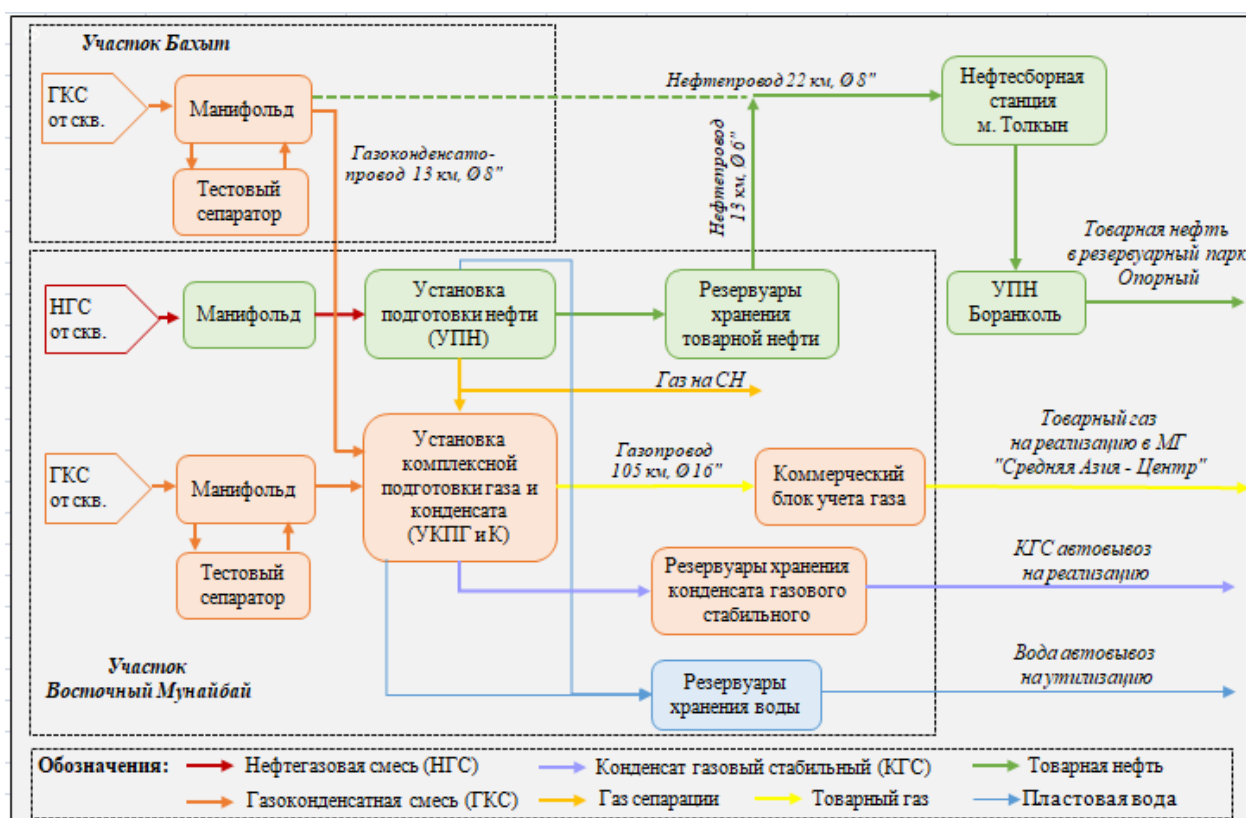


Рисунок 1.5.4.2 – Принципиальная схема сбора и подготовки Восточный Мунайбай и Бахыт Этап II

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

1.5.5 Рекомендации к разработке программы по переработке (утилизации) газа

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК недропользователи в целях рационального использования сырого газа и снижения вредного воздействия на окружающую среду обязаны разрабатывать по утверждаемой уполномоченным органом в области углеводородов форме программы развития переработки сырого газа. Программы развития переработки сырого газа подлежат утверждению уполномоченным органом в области углеводородов и должны обновляться каждые три года. (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании»)

Все мероприятия по утилизации добываемого газа, распределения газа, в том числе на собственные нужды и т.д. месторождения Мунайбай должны быть представлены в рамках отдельного документа - в «Программе развития переработки сырого газа», разработанной в соответствии с утверждёнными технологическими показателями разработки данного документа и новой формой составления «Программы развития переработки сырого газа», утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан №165 от 05 мая 2018 года.

Расчеты неизбежно сжигаемого газа выполняются в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 года и предоставляются в Программе развития переработки сырого газа. В Программе развития переработки сырого газа приводится детальный расчет объемов технологически неизбежного сжигания сырого газа, и далее данная Программа развития переработки сырого газа рассматривается и утверждается на заседании Рабочей группы МЭ РК (п.3 ст.147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», № 125-VI от 27.12.2017 г.).

Проектирование и строительство наземных объектов и инфраструктуры на нефтегазоконденсатном месторождении Мунайбай будет осуществляться в два этапа (описано выше в разделе 1.5.4).

На первом этапе в приоритетном порядке будут построены наземные объекты и трубопровод сырого газа на участке Бахыт для скорейшей поставки газа на рынок для реализации.

В таблице 1.5.5.1 представлен прогнозный проектный баланс добычи и распределения сырого газа на 2025-2027 гг. участка Бахыт.

Таблица 1.5.5.1 – Прогнозный проектный баланс добычи и распределения сырого газа на 2025-2027 гг. участка Бахыт

№ п/п	Показатели	Годы		
		2025	2026	2027
1	2	3	4	5
1	Добыча сырого газа, млн.м ³	30,811	103,171	115,752
2	Объем сырого газа, сжигаемого при пуско-наладке техоборудования по категории V ₆ , млн.м ³	0,616	0,00	0,00
3	Объем сырого газа, сжигаемого при эксплуатации техоборудования по категории V ₇ , млн.м ³	0,029	0,088	0,088
4	Объем сырого газа, сжигаемого при тех. обслуживании и ремонтных работах техоборудования по категории V ₈ , млн.м ³	0,308	1,032	1,158
5	Объем сырого газа, сжигаемого при тех сбоях техоборудования по категории V ₉ , млн.м ³	0,00	0,00	0,00
6	Итого объем тех. неизбежного сжигания сырого газа по категории V _у , млн.м ³	0,954	1,119	1,245
7	Объем газа, потребляемого на собственные нужды (ГПЭС), млн.м ³	2,231	6,673	6,673
8	Технологические потери сырого газа, млн.м ³	0,077	0,258	0,289
9	Сырой газ на УКПГ, млн. м ³	27,550	95,120	107,544

После утверждения технологических показателей разработки месторождения Мунайбай будет разработана «Программа развития переработки сырого газа» с учетом утвержденных данных.

1.5.6 Физико-химические свойства и состав нефти, газа и конденсата

Физико-химические свойства флюидов месторождения Мунайбай рассматриваются отдельно по участкам Восточный Мунайбай и Бахыт.

После выполнения отчёта «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.» по **участку Бахыт** дополнительно изучены: 2 поверхностные пробы конденсата и проба газа сепарации из Т-IV горизонта из бокового ствола скважины Бахыт-1БС. Исследования проведены в ТОО «Стратум КЭР».

Всего по состоянию изученности на 01.01.2024 г. по **участку Восточный Мунайбай** изучены 3 пробы пластовой нефти горизонта Т-IIIa, 1 проба пластового газа горизонта P_{1a} (КТ-Иверх – КТ-Иниж), 13 проб дегазированной нефти горизонтов Т-II, Т-IIIa, Т-IIIб+Т-IV, 4 пробы конденсата горизонта P_{1a} (КТ-Иверх – КТ-Иниж), 5 проб нефтяного газа горизонта Т-IIIa и 6 проб свободного газа нижнепермских газоконденсатных залежей.

По участку Бахыт изучены 1 проба пластового газа, 5 проб конденсата и 5 проб свободного газа триасовых газоконденсатных залежей Т-I, Т-IIIб и Т-IV.

1.5.6.1 Свойства пластовой нефти

По состоянию на 01.01.2024 г. триасовые продуктивные горизонты участка Восточный Мунайбай представлены исследованием 3-х проб пластовой нефти

продуктивного горизонта Т-Ша: 2-я параллельными пробами из скважины ВМ-1 (ИП – 4028,0-4056,0 м) и 1-й из скважины ЛР-3.

Свойства пластовой нефти, полученные в 2019 г. по скважине ЛР-3 существенно отличаются от полученных ранее по скважине ВМ-1 в 2008 г. Нефть менее газонасыщена, плотность и вязкость как в пластовых, так и в поверхностных условиях значительно больше.

Полученные параметры не использовались для характеристики физико-химических свойств пластовой нефти.

Физико-химические свойства пластовой нефти триасовых горизонтов оценены по результатам исследований 2-х параллельных проб из скважины ВМ-1, отобранных при опробовании продуктивного горизонта Т-Ша.

Давление насыщения получено путем объемного расширения пластовой нефти при пластовой температуре, остальные параметры получены по результатам опыта однократного (стандартного) разгазирования глубинных проб.

Результаты всех исследований представлены в таблице 1.5.6.1.1.

Среднее значение давления насыщения при пластовой температуре составляет 22,98 МПа, газосодержания – 206,32 м³/т, объёмного коэффициента – 1,556 д.ед., Плотность пластовой нефти в среднем составляет 0,634 г/см³, вязкость – 0,15 мПа*с.

Таблица 1.5.6.1.1 - Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Свойства пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скважины	ВМ-1		Среднее по скважине ВМ-1	LP-3*
Интервал перфорации, м	4028,0-4056 ,0			4061,0-4095,0
Продуктивный горизонт	Т-Ша			Т-Ша
Дата отбора	27.09.2008			29.07.2019
Глубина отбора, м	3800			4061
Исполнитель	АО НИПИнефтегаз			ТОО Стратум КЭР
№ пробы	1	2		1.01
Параметры				
Давление пластовое, МПа	48,5			59,02
Температура пластовая, °С	111,7			118
Давление насыщения нефти газом, МПа	22,56	23,39	22,98	19,93
Газосодержание, м ³ /т	205,35	207,28	206,32	89,52
Газосодержание, м ³ /м ³	179,08	180,77	179,93	81,62
Объемный коэффициент стандартной сепарации, д. ед.	1,544	1,568	1,556	1,232
Усадка, %	35,22	36,22	35,72	18,80
Коэффициент растворимости газа в нефти, м ³ /м ³ МПа	7,94	7,73	7,84	4,10
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, × 10 ⁻⁴ 1/МПа	16,84	17,27	17,06	18,83
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	0,15	0,14	0,15	1,55
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	638,1	630,6	634,4	810,8
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³	0,872	0,870	0,871	0,912
Плотность газа при 20 °С, кг/м ³	0,984	0,986	0,985	0,864
Примечание: * - данные не учитываются				

Нефть месторождения Мунайбай на момент исследований была недонасыщена газом и имела запас пластовой энергии более 25 МПа.

1.5.6.2 Свойства и состав пластового газа

Участок Восточный Мунайбай

Физико-химические свойства пластового газа нижнепермских газоконденсатных залежей участка Восточный Мунайбай по состоянию изученности на 01.01.2024 г. оценены по результатам исследований рекомбинированной пробы из скважины LP-3. Сепараторные пробы газа и конденсата для последующей рекомбинации отобраны из открытого ствола скважины в интервале 4300,0-4560,0 м артинских отложений нижней перми P_{1a} (КТ-Иверх – КТ-Иниж).

Исследование проведено в лаборатории ТОО «Везерфорд-КЭР».

Результаты исследований представлены в таблице 1.5.6.2.1. В таблице 1.5.6.2.2 приведён состав пластового газа.

Давление начала конденсации составляет 46,95 МПа, КГФ (конденсато-газовый фактор) – 173,16 см³/м³, объёмный коэффициент пластового газа – 0,00286 д.ед., плотность флюида при пластовых условиях – 0,3527 г/см³, вязкость газа при пластовых условиях – 0,1423 мПа*с. Мольное содержание компонентов группы C₅₊ в пластовом газе составляет 3,91 %, потенциальное содержание – 212,23 г/м³ пластового газа, доля «сухого газа» – 0,9609 д.ед.

Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа составляет 1,0606 д.ед, поправка на отклонение пластового газа от закона Бойля-Мариотта – 0,943 д.ед. Потенциальное содержание этана в пластовом газе составляет 33,91 г/м³, пропана – 19,00 г/м³, бутанов – 17,25 г/м³.

Таблица 1.5.6.2.1 - Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Свойства пластового газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скважины	LP-3
1	2
Интервал перфорации, м	откр. ствол 4300,0-4560,0
Продуктивный горизонт	P _{1a} (КТ-Иверх – КТ-Иниж)
Дата отбора	16.06.2018
Место отбора	сепаратор
Давление отбора проб, МПа	3,32
Температура отбора проб, °C	30
Давление пластовое, МПа	55,16
Температура пластовая, °C	125
Тип пробы	рекомбинированная
№ пробы	1.07 и 1.08
Исполнитель	ТОО «Везерфорд КЭР»
Параметры	
Контактная конденсация (при постоянной массе)	

Давление начала конденсации, МПа	46,95
Давление максимальной конденсации, МПа	13,80
Коэффициент сверхсжимаемости при Рпл, д.ед.	1,0606
Коэффициент сверхсжимаемости при Рнк, д.ед.	0,9563
Плотность пластового флюида, г/см ³	0,3527
Плотность при Рнк, г/см ³	0,3331
Однократное разгазирование	
Газосодержание, м ³ /м ³	5774,92
Кондсато-газовый фактор, см ³ /м ³	173,16
Объёмный коэффициент Во, д.ед.	16,521
Плотность разгазированного конденсата, г/см ³	0,8291
Дифференциально-ступенчатая конденсация (при постоянном объёме)	
Давление максимальной конденсации, МПа	17,93
Плотность разгазированного конденсата, г/см ³	0,8261
Вязкость пластового газа	
Вязкость пластового газа, мПа*с	0,1423
Вязкость при Рнк, мПа*с	0,0886
Расчитанные параметры	
Объёмный коэффициент пластового газа Вg, д.ед.	0,00286
Поправка на отклонение от закона Б-М, д.ед.	0,943
Доля сухого газа, д.ед.	0,9609
Потенциальное содержание С ₅₊ на пластовый газ, г/м ³	212,23
Потенциальное содержание С ₅₊ на сухой газ, г/м ³	220,87

Таблица 1.5.6.2.2 - Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Компонентный состав пластового газа

№ скважины	LP-3		
1	2		
Интервал перфорации, м	откр. ствол, 4300,0-4560,0		
Продуктивный горизонт	Р _{1а} (КТ-Иверх – КТ-Иниж)		
Дата отбора	16.06.2018		
Место отбора	сепаратор		
Давление отбора проб, МПа	3,32		
Температура отбора проб, °С	30		
Исполнитель	ТОО «Везерфорд КЭР»		
Тип пробы	рекомбинированная		
№ пробы	1.07 и 1.08		
Тип флюида	Газ однократного разгазирования	Конденсат	Пластовый газ
Компонент	% мольн.		
Сероводород H ₂ S	0,315	0,00	1,273
Углекислый газ CO ₂	2,559	0,00	2,509
Азот N ₂	1,298	0,00	0,309
Метан C ₁	89,271	0,00	87,533
Этан C ₂	2,767	0,00	2,713
Пропан C ₃	1,058	0,00	1,038
и-Бутан iC ₄	0,265	0,215	0,264
н-Бутан nC ₄	0,452	0,331	0,449
и-Пентан iC ₅	0,233	0,331	0,235
н-Пентан nC ₅	0,233	1,076	0,249
Гексан C ₆	0,596	4,32	0,668
Гептан C ₇	0,911	4,012	0,971
Октан C ₈	0,037	18,609	0,399
Нонан C ₉	0,004	13,839	0,273
Декан C ₁₀	0,002	9,237	0,181
Ундекан C ₁₁	0,00	6,883	0,134
Додекан C ₁₂	0,00	5,583	0,109
Тридекан C ₁₃	-	5,508	0,107



Тетрадекан C ₁₄	-	4,647	0,09

Участок Бахыт

Физико-химические свойства пластового газа триасовых газоконденсатных залежей участка Бахыт по состоянию изученности на 01.01.2024 г. оценены по результатам исследований глубинной пробы из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации – 3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0 м, продуктивный горизонт Т-II).

Термодинамические PVT-исследования проведены в лаборатории ТОО «Стратум-КЭР» («Везерфорд-КЭР»).

Результаты исследований представлены в таблице 1.5.6.2.3, в таблице 1.5.6.2.4 приведён состав пластового газа.

Давление начала конденсации составляет 41,54 МПа, КГФ (конденсато-газовый фактор) – 261,47 см³/м³, объёмный коэффициент пластового газа – 0,00342 д.ед., плотность флюида при пластовых условиях – 0,3125 г/см³, вязкость газа при пластовых условиях – 0,0386 мПа*с. Мольное содержание компонентов группы C₅₊ в пластовом газе составляет 4,88 %, потенциальное содержание – 305,77 г/м³ пластового газа, доля «сухого газа» – 0,9512 д.ед.

Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа составляет 1,0487 д.ед, поправка на отклонение пластового газа от закона Бойля-Мариотта – 0,954 д.ед. Потенциальное содержание этана в пластовом газе составляет 62,54 г/м³, пропана – 40,21 г/м³, бутанов – 29,48 г/м³.

Таблица 1.5.6.2.3 - Месторождение Мунайбай. Участок Бахыт. Свойства пластового газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скважины	Бахыт-1БС
1	2
Интервал перфорации, м	3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0
Продуктивный горизонт	Т-II
Дата отбора	30.09.2022
Место отбора, м	3640,0
Тип пробы	глубинная
№ пробы	1.03
Исполнитель	ТОО Стратум КЭР
Параметры	
Давление пластовое, МПа	41,75
Температура пластовая, °С	111
Контактная конденсация (при постоянной массе)	
Давление начала конденсации, МПа	41,54
Давление максимальной конденсации, МПа	13,78
Коэффициент сверхсжимаемости при Рпл, д.ед.	1,0487
Коэффициент сверхсжимаемости при Рнк, д.ед.	1,0463
Плотность пластового флюида, г/см ³	0,3125
Плотность при Рнк, г/см ³	0,3117
Однократное разгазирование	
Газосодержание, м ³ /м ³	3824,49
Конденсато-газовый фактор, см ³ /м ³	261,47



Объёмный коэффициент V_o , д.ед.	13,069
Объёмный коэффициент газа V_g , д.ед.	0,00342
Плотность разгазированного конденсата, г/см ³	0,8118
Дифференциально-ступенчатая конденсация (при постоянном объёме)	
Давление максимальной конденсации, МПа	13,78
Плотность разгазированного конденсата, г/см ³	0,8178
Вязкость пластового газа	
Вязкость пластового газа, мПа*с	0,0386
Вязкость при $R_{нк}$, мПа*с	0,0385
Расчитанные параметры	
Доля сухого газа, д.ед.	0,9512
Потенциальное содержание C_{5+} , г/м ³	305,77

Таблица 1.5.6.2.4 - Месторождение Мунайбай. Участок Бахыт. Компонентный состав пластового газа

№ скважины	Бахыт-1БС		
1	2		
Интервал перфорации, м	3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0		
Продуктивный горизонт	Т-II		
Дата отбора	30.09.2022		
Место отбора, м	3640		
Тип пробы	глубинная		
№ пробы	1.03		
Исполнитель	ТОО «Стратум КЭР»		
Тип флюида	Газ однократного разгазирования	Конденсат	Пластовый газ
Компонент	% мольн.		
Сероводород H_2S	0,000	0,000	0,00
Углекислый газ CO_2	1,396	0,000	1,364
Азот N_2	2,152	0,000	2,104
Метан C_1	85,166	0,000	83,237
Этан C_2	5,119	0,000	5,003
Пропан C_3	2,247	0,000	2,197
и-Бутан iC_4	0,422	0,033	0,413
н-Бутан nC_4	0,824	0,000	0,805
и-Пентан iC_5	0,298	0,123	0,294
н-Пентан nC_5	0,336	0,194	0,333
Гексан C_6	0,677	0,795	0,68
Гептан C_7	1,282	3,002	1,321
Октан C_8	0,066	5,604	0,191
Нонан C_9	0,012	4,804	0,121
Декан C_{10}	0,002	4,666	0,108
Ундекан C_{11}	0,001	4,129	0,094
Додекан C_{12}	0,000	3,519	0,08
Тридекан C_{13}	-	8,953	0,203
Тетрадекан C_{14}	-	11,505	0,26
Пентадекан C_{15}	-	9,358	0,212
Гексадекан C_{16}	-	7,487	0,17
Гептадекан C_{17}	-	6,499	0,147
Октадекан C_{18}	-	5,305	0,12
Нонадекан C_{19}	-	4,178	0,095
Эйкозан C_{20}	-	3,194	0,072
Генэйкозан C_{21}	-	2,500	0,057
Докозан C_{22}	-	2,106	0,048
Трикозан C_{23}	-	1,836	0,042
Тетракозан C_{24}	-	1,730	0,039
Пентакозан C_{25}	-	1,683	0,038
Гексакозан C_{26}	-	1,294	0,029
Гептакозан C_{27}	-	0,983	0,022

Октакозан C ₂₈	-	0,843	0,019
Нонакозан C ₂₉	-	0,646	0,015
Триакозан C ₃₀	-	3,033	0,069
Молярная масса, г/моль	20,561	217,061	25,01

1.5.6.3 Свойства нефти в поверхностных условиях

Всего по состоянию на 01.01.2024 г. исследовано 13 проб нефти в поверхностных условиях.

В результате анализа полученных данных отбракованы пробы нефти из скважины LP-3 от 06.09.2018 г., 21.01.2019 г. и 27.07.2019 г. с завышенными значениями плотности и вязкости. Две из этих проб содержали 30 % об. воды. Либо наличие связанной воды, либо потеря более лёгких компонентов в процессе обезвоживания могло стать причиной таких значений.

Значения отбракованных проб нефти не учитывались при усреднении данных.

Физико-химические свойства дегазированной нефти продуктивных горизонтов триасовых отложений участка Восточный Мунайбай оценены по результатам исследований 10 проб нефти из скважин ВМ-1 и LP-3 как устьевых, так и полученных в результате однократного разгазирования проб пластовой нефти.

Результаты исследований дегазированной нефти представлены в таблице 1.5.6.3.1.

Продуктивный горизонт Т-II

Свойства нефти горизонта Т-II оценены по результатам исследований единичной пробы из скважины ВМ-1 (ИП – 3857-3875 м).

По плотности нефть относится к типу битуминозной нефти, значение плотности нефти при температуре 20 °С составляет 0,9031 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 39,80 мм²/с, при 50 °С – 15,80 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 1,61 % масс. (парафинистая нефть), асфальтенов – 3,92 % масс.

Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 0,75 % масс. Молекулярный вес составляет 265 г/моль, кислотное число - <0,05 мг КОН/г. Температура застывания нефти составляет минус 38 °С.

Фракционный состав нефти не изучался.

Продуктивный горизонт Т-IIIa

Свойства нефти горизонта Т-IIIa оценены по результатам исследований 8 проб из скважин ВМ-1 (ИП – 4032,0-4052,0; 4028,0-4056,0 м) и LP-3 (ИП – 4061,0-4095,0 м).

По плотности нефть относится к типу тяжёлой нефти, среднее значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,8921 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С

– 40,17 мм²/с, при 50 °С – 11,61 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 0,87 % масс. (малопарафинистая нефть), асфальто-смолистых веществ – 16,65 % масс. (высокосмолистая). Температура застывания нефти – минус 28 °С.

Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 1,19 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – порядка 4 ppm, сероводород отсутствует. Молекулярный вес в среднем составляет 254 г/моль, кислотное число - 0,04 мг КОН/г.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 64 °С, выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 37 % об.

Продуктивные горизонты Т-IIIб+Т-IV

Свойства нефти оценены по результатам исследований единичной пробы из скважины ВМ-1 (ИП – 4149-4209 м).

По плотности нефть относится к типу битуминозной нефти, значение плотности нефти при температуре 20 °С – 0,9357 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 277,7 мм²/с, при 50 °С – 54,87 мм²/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти – 1,10 % масс. (малопарафинистая нефть), асфальто-смолистых веществ – 18,40 % масс. (высокосмолистая). Температура застывания нефти – минус 33 °С.

Нефть сернистая, т.к. массовое содержание общей серы в нефти – 1,35 % масс., массовое содержание меркаптановой серы – порядка 9 ppm, сероводород отсутствует. Молекулярный вес составляет 299 г/моль, кислотное число - 0,03 мг КОН/г.

Температура начала кипения дегазированной нефти составляет 90 °С, выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С – 25 % об.

Исследование дегазированной нефти на предмет содержания металлов показало незначительное их содержание, не представляющее промышленного значения.

Таблица 1.5.6.3.1 – Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Физико-химические свойства дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скв.	Залежь	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Место отбора проб	Плотность при 20 °С, кг/м ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре				Вода, % об.	Хлористые соли, мг/дм ³	Молекулярный вес, г/моль	Кислотность, мг КОН/см ³	Кислотное число, мг КОН/г	Содержание. % масс.						Содержание меркаптанов, ррп	Содержание сероводорода, ррп	Температура, °С			Выход фракций, % об. до температуры		
						20 °С	30 °С	40 °С	50 °С						парафина	асфальты	смолы	серы	механические примеси	зола			застывания	вспышка в з/тигле	начало кипения	100 °С	200 °С	300 °С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Продуктивный горизонт Т-II																												
BM-1	T-II	3857,0 – 3875,0	29.12.2021	устье	0,9031	39,80	23,50	18,50	15,80	3,1	26,44	265	-	<0,05	1,61	3,92	-	0,75	0,17	-	-	-	-38	18	-	-	-	-
Продуктивный горизонт Т-IIIа																												
BM-1	T-IIIа	4032,0-4052,0	19-20.07.08	устье	0,8844	19,40	14,27	-	7,91	0,06	422	248	0,84	0,01	0,90	13,10	1,05	0,17	0,07	7	отс	-36 н/з	-22	53	5	21	41	
BM-1	T-IIIа	4032,0-4052,0	19-20.07.08	устье	0,8900	22,09	16,12	-	8,38	0,2	720	256	1,32	0,02	1,00	13,10	1,08	0,19	0,17	8	отс	-36 н/з	-3	82	2	21	41	
BM-1	T-IIIа	4032,0-4052,0	20.07.2008	устье	0,8937	27,03	17,68	-	9,10	1,8	2783	259	1,32	0,02	1,00	11,20	1,10	0,24	0,23	9	отс	-36 н/з	5	99	-	19	40	
BM-1	T-IIIа	4028,0-4056,0	27.09.2008	3800	0,8721	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
					0,8698	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
LP-3*	T-IIIа	4061,0-4095,0	06.09.2018	устье	0,9250	157,41	63,65	48,85	29,88	30	117450	241	-	0,259	0,60	7,57	20,70	1,50	1	-	отс	отс	-20	24	76		11	24
LP-3*		4061,0-4095,0	21.01.2019	устье	0,9500	113,10	74,05	50,30	36,42	30	114600	223	-	0,336	отс.	14,04	13,56	1,62	0,03	-	отс	отс	-20	113	224	1	-	8
LP-3*		4061,0-4095,0	27.07.2019	устье	0,9248	113,72	68,16	42,96	26,78	0,025	51	242	-	0,365	1,53	12,20	10,32	1,49	0,025	-	отс	отс	-20	13	79	-	13	29
LP-3	T-IIIа	4061,0-4095,0	29.07.2019	4061	0,9075	55,54	34,37	23,06	16,11	0,025	11	-	-	0,107	0,75	9,08	11,27	1,31	0,025	-	отс	отс	-20	<0	53	5	17	35
			31.07.2019	устье	0,9135	43,22	27,96	18,97	13,89	0,025	8	-	-	0,038	0,70	10,03	12,12	1,32	0,025	-	отс	отс	-20	<0	44	5	16	33
					0,9059	73,73	28,01	18,96	14,28	0,025	12	-	-	0,021	0,85	9,17	10,82	1,27	0,025	-	отс	отс	-20	<0	55	5	17	34
Среднее по Т-IIIа					0,8921	40,17	23,07	20,33	11,61	0,36	659,33	254	1,16	0,036	0,87	16,65	1,19	0,113	0,16	4	0	-28	-3	64	4	18	37	
Продуктивный горизонт Т-IIIб+Т-IV																												
BM-1	T-IIIб+T-IV	4149,0-4209,0	18.10.2008	устье	0,9357	277,7	81,68	-	54,87	36,5	52246	299	2,49	0,03	1,10	18,40	1,35	0,5	0,14	9	отс	-33	9	90	1	9	25	
Примечание: * - отбракованные пробы																												

В таблице 1.5.6.3.2 приведены количество исследований, диапазоны изменения значений и средние значения параметров.

Таблица 1.5.6.3.2 – Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Средние значения параметров дегазированной нефти

Параметры	Кол-во исслед.		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Продуктивный горизонт Т-II				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,9031
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	1	1	-	39,80
при 50 °С, мм ² /с	1	1	-	15,80
Температура застывания, °С	1	1	-	-38
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	1	1	-	0,75
-парафинов	1	1	-	1,61
-асфальтенов	1	1	-	3,92
Продуктивный горизонт Т-IIIa				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	2	8	0,8698-0,9135	0,8921
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	2	6	19,40-73,73	40,17
при 50 °С, мм ² /с	2	6	7,91-16,11	11,61
Температура застывания, °С	2	6	(-36) – (-20)	-28
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	2	6	1,05-1,32	1,19
-парафинов	2	6	0,70-1,00	0,87
-асфальто-смолистых веществ	2	6	11,20-22,15	16,65
Температура начала кипения, °С	2	6	44-99	64
Выход фракций до 300 °С, % об.	2	6	33-41	37
Продуктивный горизонт Т-IIIб+Т-IV				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	1	1	-	0,9357
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	1	1	-	277,70
при 50 °С, мм ² /с	1	1	-	54,87
Температура застывания, °С	1	1	-	-33
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	1	1	-	1,35
-парафинов	1	1	-	1,10
-асфальто-смолистых веществ	1	1	-	18,40
Температура начала кипения, °С	1	1	-	90
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	1	-	25

1.5.6.4 Свойства конденсата в поверхностных условиях

Дополнительно по участку Бахыт изучены 2 поверхностные пробы конденсата из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации 4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0 м, горизонт Т-IV).

Участок Восточный Мунайбай

Всего по состоянию на 01.01.2024 г. артинские отложения нижней перми представлены результатами исследований 4-х проб конденсата из скважин ВМ-1 (КТ-Иверх, КТ-Иниж) и LP-3 (КТ-Иверх – КТ-Иниж).

Физико-химические свойства конденсата всех горизонтов Р_{1а} рассматриваются совместно.

Результаты исследований конденсата представлены в таблице 1.5.6.4.1.



Плотность конденсата в среднем составляет $0,8149 \text{ г/см}^3$, кинематическая вязкость при температуре 20°C – $2,02 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате – $0,94 \text{ \% масс.}$ (малопарафинистый), массовое содержание общей серы в конденсате – $0,32\%$ (малосернистый), асфальтены и смолы – отсутствуют. Температура застывания низкая и составляет в среднем минус 29°C ., Содержание меркаптанов составляет $166,8 \text{ ppm}$, сероводорода – $59,8 \text{ ppm}$. Молекулярный вес – 141 г/моль .

Температура начала кипения конденсата – 71°C , объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300°C составляет $80 \text{ \% об.}$

Участок Бахыт

Горизонт Т-II

По участку Бахыт в 2022 г. отобраны и изучены 3 пробы конденсата из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации: $3735,0\text{-}3742,0$; $3749,0\text{-}3755,0$; $3766,0\text{-}3775,0 \text{ м}$, горизонт Т-II).

Плотность конденсата в среднем составляет $0,7979 \text{ г/см}^3$, кинематическая вязкость при температуре 20°C – $1,95 \text{ мм}^2/\text{с}$.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате – $0,11 \text{ \% масс.}$ (малопарафинистый), массовое содержание общей серы в конденсате – $0,095 \text{ \% масс.}$ (малосернистый), смол силикагелевых – $0,76 \text{ \% масс.}$, асфальтены отсутствуют. Температура застывания низкая и находится в области ниже минус 23°C . Меркаптаны и сероводород отсутствуют.

Температура начала кипения конденсата – 60°C , объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300°C составляет $82 \text{ \% об.}$

Таблица 1.5.6.4.1 – Месторождение Мунайбай. Физико-химические свойства конденсата по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скв.	Залежь	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Место отбора проб	Плотность при 20 оС, кг/м ³	Вязкость кинематическая, мм ² /с при температуре				Вода, % об.	Хлористые соли, мг/дм ³	Содержание. % масс.					Содержание меркаптанов, ppm	Содержание сероводорода, ppm	Молекулярный вес, г/моль	Температура, °С			Выход фракций, % об. до температуры			Исполнитель
						20 °С	30 °С	40 °С	50 °С			парафина	асфальтены	смолы	серы	механические примеси				застывания	плавления парафина	начало кипения	100 °С	200 °С	300 °С	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
Горизонт Т-II (участок Бахыт)																										
Бахыт-1БС	Т-II	3733,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0	30.09.2022	устье	0,7843	1,45	1,21	-	-	отс.	12,17	0,22	отс.	1,52	0,080	0,001	отс.	отс.	-	-60	52,8	50	8	55	78	КМГ Инжиниринг
Бахыт-1БС	Т-II		01.10.2022	устье	0,7934	1,65	1,41	1,24	1,10	0,12	42,6	отс.	отс.	отс.	0,087	0,025	-	-	-	<-24	-	69	10	56	86	ТОО Стратум КЭР
Бахыт-1БС	Т-II		30.09.2022	устье	0,8159	2,75	2,29	1,94	1,67	отс.	отс.	-	-	-	0,118	0,025	-	-	-	-23	-	-	-	-	-	ТОО Стратум КЭР
Среднее по Т-II					0,7979	1,95	1,64	1,59	1,39	0,04	18,257	0,11	отс.	0,76	0,095	0,017	отс.	отс.	-	<-23	52,8	60	9	56	82	
Горизонт Т-IV (участок Бахыт)																										
Б-1БС	Т-IV	4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0	05.03.2023	устье	0,8158	2,87	2,34	2,00	1,72	2,2	19823	1,40	1,4	0,12	0,191	0,025	0,0	0,0	-	-23	-	72	3,5	43	68	ТОО Стратум КЭР
					0,8292	4,49	3,35	2,74	2,29	1,8	19256	2,09	0,09	1,7	0,229	0,040	0,0	0,0	-	-21	-	78	2	31	57	
Среднее по Т- IV					0,8225	3,68	2,84	2,37	2,00	2,00	19540	1,75	0,11	1,55	0,210	0,03	0,00	0,00	-	-22	-	75	3	37	63	
Горизонт Р _{1а} (участок Восточный Мунайбай)																										
ВМ-1	КТ-Иниж	4465,0-4505,0	12.03.2009	устье	0,8205	2,13	1,78	-	1,32	13,3	62,0	0,90	1,5*	-	0,25	0,00	3,0	2,0	-	-36	-	78	2	48	75,5	АО НИПИнефтегаз
ВМ-1	КТ-Иверх	4388,0-4431,0	24.03.2009	-	0,8183	2,10	-	-	-	51,0	1,0	4,7*	отс.	-	0,29	-	-	-	-	-	-	67	10	50	80	Толкын-нефтегаз
LP-3	КТ-Иверх – КТ-Иниж	откр. ствол 4300,0-4560,0	14.07.2018	устье	0,8126	1,87	1,62	1,37	1,21	75,0	-	0,50	отс.	отс.	0,37	0,00	247,3	81,2	141,9	-25	-	71	10	59	82	ТОО Везерфорд КЭР
			16.07.2018		0,8080	1,97	1,70	1,49	1,32	0,0	-	1,43	отс.	отс.	0,36	0,03	250,1	96,3	139,7	-25	-	66	14	56	82	
Среднее по Р _{1а}					0,8149	2,02	1,70	1,43	1,28	34,8	31,5	0,94	отс.	отс.	0,32	0,01	166,8	59,8	140,8	-29	-	71	9	53	80	
Примечание: * - отбракованные значения																										

Горизонт Т- IV

Горизонт Т-IV представлен результатами исследований 2-х проб конденсата, отобранных из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации: 4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0 м) 05.03.2023 г.

Плотность конденсата составляет 0,8225 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С – 3,68 мм²/с.

Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в конденсате – 1,75 % масс. (парафинистый), массовое содержание общей серы в конденсате – 0,21 % масс. (малосернистый), смол силикагелевых – 1,55 % масс., асфальтенов – 0,11 % масс. Температура застывания – минус 22 °С. Меркаптаны и сероводород отсутствуют.

Температура начала кипения конденсата – 75 °С, объёмный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С составляет 63 % об.

В таблице 1.5.6.4.2 приведены количество исследований, диапазоны изменения значений и средние значения параметров конденсата.

Таблица 1.5.6.4.2 – Месторождение Мунайбай. Средние значения параметров конденсата

Параметры	Кол-во исслед.		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт Т-II (участок Бахыт)				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	1	3	0,7843-0,8159	0,7979
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	1	3	1,45-2,75	1,95
	1	2	1,10-1,67	1,39
Температура застывания, °С	1	3	(-60) - (-23)	<-23
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	1	3	0,08-0,118	0,095
-парафинов	1	2	0-0,22	0,11
-асфальтенов	1	2	-	отс.
-смол	1	2	0-1,52	0,76
Температура начала кипения, °С	1	2	50-69	60
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	2	78-86	82
Горизонт Т-IV (участок Бахыт)				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	1	2	0,8158-0,8292	0,8225
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	1	2	2,87-4,49	3,68
	1	2	1,72-2,29	2,00
Температура застывания, °С	1	2	-23-(-21)	-22
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	1	2	0,191-0,229	0,21
-парафинов	1	2	1,40-2,09	1,75
-асфальтенов	1	2	0,09-0,12	0,11
-смол	1	2	1,40-1,70	1,55
Температура начала кипения, °С	1	2	72-78	75
Выход фракций до 300 °С, % об.	1	2	57-68	63
Горизонт P_{1a} (участок Восточный Мунайбай)				
Плотность при температуре 20 °С, г/см ³	2	4	0,8080-0,8205	0,8149
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм ² /с	2	4	1,87-2,13	2,02
	2	3	1,21-1,32	1,28

1	2	3	4	5
Температура застывания, °С	2	3	(-36) - (-25)	-29
Массовое содержание, % масс.				
-серы общей	2	4	0,25-0,37	0,32
-парафинов	2	6	0,50-1,43	0,94
-асфальтенов	2	3	-	отс.
-смола	1	2	-	отс.
Температура начала кипения, °С	2	4	66-78	71
Выход фракций до 300 °С, % об.	2	4	76-82	80

В 2019-2023 гг. проводились исследования по определению металлов. В таблице 1.5.6.4.3 приведены результаты данных исследований.

Таблица 1.5.6.4.3 – Месторождение Мунайбай. Содержание металлов в жидких УВ

№ скв.	Залежь	Интервал перфорации, м	Дата отбора	Pb	Zn	Fe	V	Mn	Ni
Содержание, ppm									
Пробы нефти (участок Восточный Мунайбай)									
LP-3	Т-IIIa	4061,0-4095,0	29.07.2019	<0,0044	0,436	3,158	<3,3884	<0,0129	1,456
			31.07.2019	<0,0044	0,414	3,722	<3,3884	<0,0128	1,318
				<0,0045	0,421	4,125	<3,3884	<0,0128	1,282
LP-3		4061,0-4095,0	06.09.2018	<0,0045	0,422	2,158	<3,3884	<0,0128	0,926
LP-3		4061,0-4095,0	21.01.2019	<0,0045	0,409	4,1345	10,6299	<0,0129	6,385
LP-3		4061,0-4095,0	27.07.2019	<0,0045	0,361	3,0155	<3,3884	<0,0129	0,565
MB-1	Т-II	3857,0 – 3875,0	29.12.2021	4,500	26,900	350,400	9,500	<0,1	7,400
Пробы конденсата (участок Бахыт)									
Бахыт I БС	Т-II	3733,0-3775,0	30.09.2022	3,702	6,653	17,309	3,680	отс.	1,867
Бахыт I БС	Т-II	3733,0-3775,0	01.10.2022	<1,372	0,773	0,4641	12,307	<2,931	3,204
Бахыт I БС	Т-IV	4007,0-4044,0	05.03.2023	<1,372	0,021	0,4121	10,324	<2,931	2,004
Бахыт I БС	Т-IV	4007,0-4044,0	05.03.2023	<1,372	0,021	0,4156	10,305	<2,931	2,005

Из приведённых значений завышены данные по содержанию железа 350,4 ppm в пробе нефти из скважины ВМ-1, исследованной в 2021 г. Данное значение единичное, вероятнее всего, ошибочное. Содержание металлов незначительно и не представляет промышленного значения.

1.5.6.5 Компонентный состав газа

Нефтяной газ

Компонентный состав нефтяного газа триасовых продуктивных горизонтов участка Восточный Мунайбай представлен результатами исследований 5 проб: 2-я пробами газа однократного разгазирования пластовых проб нефти из скважины ВМ-1 (ИП – 4028,0-4056,0 м, горизонт Т-IIIa, дата отбора – 27.09.2008 г.), 1-й пробой газа однократного разгазирования и 2-я устьевыми пробами газа из скважины LP-3 (ИП – 4061,0-4095,0 м, горизонт Т-IIIa, дата отбора – 29.07.2019 г.)

Устьевые пробы имеют схожий состав с пробами растворённого газа и использовались для усреднения значений.

Результаты исследований проб газа представлены в таблице 1.5.6.5.1.

Таблица 1.5.6.5.1 - Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Компонентный состав нефтяного газа по состоянию изученности на 01.01.2024 г.

№ скважины	ВМ-1		Среднее значение	LP-3			Среднее значение
Интервал перфорации, м	4028,0-4056,0			4061,0-4095,0			
Продуктивный горизонт	Т-IIIa			Т-IIIa			
Дата отбора	27.09.2008			29.07.2019			
Место отбора	3800			4061	устье	устье	
Исполнитель	АО НИПИнефтегаз			ТОО Стратум КЭР			
Проба	1	2		1.01	1.03	1.05	
Содержание компонентов, % мольн.							
Сероводород	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Углекислый газ	1,05	1,16	1,10	1,307	2,069	1,955	1,608
Азот	0,05	0,01	0,03	2,282	2,781	2,431	1,881
Метан	66,25	66,04	66,14	67,317	69,005	72,711	68,793
Этан	20,18	20,39	20,28	11,875	11,871	11,004	13,758
Пропан	8,75	8,65	8,70	8,888	8,015	6,933	8,134
Изо-бутан	0,91	0,96	0,94	1,701	1,354	1,125	1,280
Н-бутан	1,53	1,43	1,48	3,439	2,565	2,084	2,392
Изо-пентан	0,37	0,42	0,40	1,042	0,683	0,533	0,665
Н-пентан	0,41	0,37	0,39	0,951	0,625	0,481	0,612
Гексан + высшие	0,50	0,57	0,54	1,198	1,032	0,743	0,878
Плотность газа при 20°С, кг/м ³	0,984	0,986	0,985	0,864	0,988	0,940	0,944

Нефтяной газ триасовых продуктивных горизонтов «высокожирный» с повышенным содержанием гомологов метана.

Содержание метана в среднем составляет 68,793 % мольн., этана – 13,758 % мольн., пропана – 8,134 % мольн., бутанов – 3,672 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 1,608 % мольн., азота – 1,881 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,944 кг/м³.

Потенциальное содержание этана в растворённом газе составляет 171,98 г/м³, пропана – 148,85 г/м³, бутанов – 88,86 г/м³. Полученные значения приняты едиными для всех триасовых горизонтов.

Свободный газ

Дополнительно исследована 1 устьевая проба свободного газа из скважины Бахыт-1БС (интервалы перфорации 4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0 м горизонта Т-IV).

Поскольку компонентный состав устьевых проб сильно (по содержанию компонентов группы C₅₊) отличается от глубинных (рекомбинированных) проб пластового газа, то для расчётов потенциального содержания компонентов принимаются компонентные составы пластового газа. Результаты исследований устьевых проб свободного газа ниже приведены для сведения.

Участок Восточный Мунайбай



Компонентный состав свободного газа артинских отложений нижней перми P_{1a} представлен результатами исследований 6 устьевых проб газа из скважины ВМ-1 (интервалы перфорации: 4473,0-4502,0; 4465,0-4505,0 м, горизонт КТ-Иниж, даты отборов – 17.11.2008 г., 13.03.2009 г.), 2-я пробами из скважины LP-3 (интервал – 4300,0-4560,0 м открытого ствола, P_{1a} , дата отбора – 15.06.2018 г.).

Содержание метана в среднем составляет 87,84 % мольн., этана – 3,90 % мольн., пропана – 1,49 % мольн., бутанов – 0,69 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,99 % мольн.

Содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – 2,32 % мольн., азота – 2,59 % мольн., сероводорода – 0,57 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,789 кг/м³.

Результаты исследований свободного газа приведены в таблице 1.5.6.5.2 для сведения.

Таблица 1.5.6.5.2 - Месторождение Мунайбай. Участок Восточный Мунайбай. Компонентный состав свободного газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скв.		ВМ-1				LP-3		Среднее значение
Продуктивный горизонт		КТ-Иниж				КТ-Иверх – КТ-Иниж		
Интервал испытаний/опробования, м		4473,0-4502,0		4465,0-4505,0		откр. ствол 4300,0-4560,0		
Дата отбора		17.11. 08	19.11. 08	13.03.09	24.03.09	15.06.18		
Содержание компонентов, % мольн.								
Сероводород, мг/л	1,6	0,0015	-	3	-	-	-	
Сероводород	-	-	-	-	0,59	0,56	0,571	
Углекислый газ	0,72	0,92	4,19	2,41	2,85	2,81	2,316	
Азот	9,7	1,43	2,03	0,30	1,10	0,96	2,586	
Метан	85,96	91,26	79,31	88,57	90,84	91,10	87,839	
Этан	2,27	2,95	9,50	3,34	2,67	2,67	3,899	
Пропан	0,84	2,20	1,77	2,37	0,89	0,89	1,494	
Изо-бутан	0,09	0,19	0,48	0,47	0,19	0,19	0,267	
Н-бутан	0,1	0,28	0,76	0,84	0,28	0,28	0,422	
Изо-пентан	0,04	0,11	0,44	0,49	0,10	0,10	0,213	
Н-пентан	0,02	0,11	0,4	0,47	0,09	0,09	0,196	
Гексан + высшие	0,26	0,55	1,12	0,74	0,43	0,37	0,578	
Метилмеркаптан, мг/м ³	-	-	-	-	28,52	20,36	24,440	
Этилмеркаптан, мг/м ³	-	-	-	-	52,91	39,61	46,260	
Стандартная плотность, кг/м ³	0,761	0,760	0,881	0,816	0,759	0,757	0,789	
Организация-исполнитель	ТОО «ТНГ»		НИПИ нефтегаз	ТОО «ТНГ»	Везерфорд КЭР			

Участок Бахыт

По участку Бахыт рассматриваются 5 проб газа: 3 устьевые пробы свободного газа из скважины Бахыт-1, полученного при испытании в 2009 г. объекта в интервале 3872,0-3968,0 м, соответствующего горизонту Т-ШБ, 2 устьевые пробы из скважины Бахыт-1БС от 02.10.2022 г., с интервалов перфорации 3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0 м горизонта Т-II и от 05.03.2023 г., с интервалов перфорации 4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0 м горизонта Т-IV.



Одна из проб от 07.03.2009 г. отбракована из-за значительного содержания азота и кислорода (вероятно попадание воздуха в пробу).

Результаты исследований устьевых проб свободного газа, отобранных из скважин Бахыт-1 и Бахыт-1БС приведены в таблице 1.5.6.5.3.

По горизонту **Т-II** содержание метана составляет 88,714 % мольн., этана – 4,548 % мольн., пропана – 2,185 % мольн., бутанов – 0,846 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,329 % мольн.

Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 1,287 % мольн., азота – 2,091 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,769 кг/м³.

По горизонту **Т-IIIб** содержание метана в среднем составляет 88,442 % мольн., этана – 5,322 % мольн., пропана – 2,489 % мольн., бутанов – 0,371 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,352 % мольн.

Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,58 % мольн., азота – 2,346 % мольн. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,766 кг/м³.

Для расчётов потенциального содержания компонентов по горизонту Т-II принимается компонентный состав пластового газа. По горизонту Т-IIIб рекомендуется использовать значения по аналогии с Т-II.

По горизонту **Т-IV** содержание метана составляет 91,232 % мольн., этана – 3,634 % мольн., пропана – 0,907 % мольн., бутанов – 0,392 % мольн., компонентов группы C_{5+} – 0,562 % мольн.

Содержание углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,503 % мольн., азота – 2,769 % мольн., сероводород отсутствует. Плотность газа при стандартных условиях составляет 0,742 кг/м³.

Таблица 1.5.6.5.3 - Месторождение Мунайбай. Участок Бахыт. Компонентный состав свободного газа по состоянию на 01.01.2024 г.

№ скв.	Бахыт-1			Среднее значение	Бахыт-1БС	Бахыт-1БС
Продуктивный горизонт	Т-IIIб				Т- II	Т-IV
Интервал испытаний/ опробования, м	3872,0-3968,0				3735,0-3742,0; 3749,0-3755,0; 3766,0-3775,0	4007,0-4011,0; 4012,0-4017,0; 4030,0-4036,0; 4038,0-4044,0
Дата отбора	06-12.03.2009	07.03.2009	07.03.2009*		02.10.2022	05.03.2023
Содержание компонентов, % мольн.						
Сероводород, ppm	-	1,400	1,400	1,400	-	0,00
Кислород		-	2,975	-	-	-
Углекислый газ	0,970	0,190	0,092	0,580	1,287	0,503
Азот	3,710	0,981	11,497	2,346	2,091	2,769
Метан	89,560	87,323	78,810	88,442	88,714	91,232
Этан	4,760	5,884	3,833	5,322	4,548	3,634
Пропан	0,650	4,328	2,070	2,489	2,185	0,907
Изо-бутан	0,060	0,318	0,165	0,189	0,306	0,135
Н-бутан	0,090	0,471	0,283	0,281	0,54	0,257
Изо-пентан	0,050	0,130	0,081	0,090	0,149	0,091
Н-пентан	0,050	0,129	0,079	0,090	0,137	0,11
Гексан + высшие	0,100	0,245	0,124	0,173	0,043	0,361
Плотность газа, кг/м ³	0,742	0,790	0,810	0,766	0,769	0,742
Исполнитель	НИПИ нефтегаз	«Толкыннефтегаз»			КМГ	ТОО Стратум КЭР
Примечание: * - отбракованная проба						

1.5.7 Мероприятия по доразведке месторождения

Нефтегазоконденсатное месторождение Мунайбай по количеству начальных извлекаемых запасов относится к средним. По сложности геологического строения - к сложным.

В 2022 году в связи с завершением периода разведки и на основании данных материалов переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д 2022 г., результатов бурения скважины LP-3 проведенного комплекса исследований по ранее пробуренным скважинам ВМ-1 и Бахыт-1, а также пробуренного в 2022 г. бокового ствола Бахыт-1 БС, был составлен «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай Мангистауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.12.2022 г.) с ТЭО КИ».

В разрезе месторождения Мунайбай по промыслово-геофизическим данным всего выявлено 7 продуктивных горизонтов: Т-II, Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV, в пределах которых установлено 4 нефтяных залежи на участке *Восточный Мунайбай* и 4 газоконденсатные залежи на участке *Бахыт* в отложениях триаса, 2 газоконденсатные КТ-I-верхний, КТ-I-нижний в артинских отложениях нижней перми и 1 газоконденсатная КТ-IIа в ассельских отложениях нижней перми на участке *Восточный Мунайбай*.

Запасы нефти по категории C₁ оценены: в залежах Т-II, Т-IIIа, по категории C₂ - Т-IIIб, Т-IV, и по категориям C₁ и C₂ - Т-II, Т-IIIа.



Запасы газоконденсата по категории C_1 оценены: в залежах Т-II, КТ-I-верхний, КТ-I-нижний, по категории C_2 - Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV, и по категориям C_1 и C_2 - Т-II, КТ-II.

Соотношение запасов нефти категории C_1 к категории C_2 составляет 22 %/78 %. Соотношение запасов свободного газа составляет 47 %/53 %.

Протоколом ГКЗ РК (№2520-23-У от 07.02.2023 г.) недропользователю были выданы следующие рекомендации:

- пробурить оценочные скважины в целях доизучения/доразведки залежей месторождения с запасами категории C_2 для дальнейшего перевода в промышленную категорию C_1 ;
- выполнить отбор керна с проведением стандартных и специальных анализов для уточнения петрофизической модели;
- провести рациональный выбор коллекции образцов на проведение специальных исследований с учетом охвата всего диапазона коллекторов;
- провести качественный отбор и анализ глубинных и поверхностных проб пластового флюида дифференцированно по залежам для уточнения физико-химических свойств, компонентного состава и получения достоверных подсчетных параметров;
- провести исследовательские работы в полном объеме (ГДИС, прямые замеры давлений, замеры ГФ и т.д.), согласно «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр»;
- выполнять мероприятия по ГИС-к на регулярной основе с целью выделения работающих толщин, характера притока, ведения раздельного учета добычи;
- рассмотреть возможность проведения геомеханических исследований;
- в течение начального этапа разработки месторождения (2026-2029 гг.) выполнить программу экспериментальных работ по скважинам II и III объектов разработки по оценке возможности формирования зон накопления конденсата в призабойной зоне пласта и степени их влияния на продуктивность скважин, уточнения рационального значения депрессии на пласт.

На месторождении Мунайбай почти во всех установленных залежах нефти и газа положения ВНК и ГВК приняты условно, по середине расстояния между кровлей водонасыщенного пласта-коллектора и подошвой нефте- или газонасыщенного пласта-коллектора.

В целях доразведки месторождения и уточнения контактов (ВНК и ГВК), на обоих участках, в случае получения при испытаниях скважин пластовых вод, рекомендуется продолжать их отбор и изучение в лабораторных условиях.

На участке *Восточный Мунайбай* наибольшее количество запасов, оцененных по категории C_2 приходится на триасовые нефтяные залежи. На проектные эксплуатационные скважины LP-2 и LP-4, закладываемые для добычи газа из пермских отложений, будут также возложены функции доразведки продуктивных триасовых горизонтов Т-II, Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV (рисунок 1.5.7.1).

Учитывая различие в конструкциях скважин на пермские и триасовые горизонты, а также аномальность пластового давления в триасовых горизонтах, испытание триасовых горизонтов в скважинах LP-2 и LP-4 предусматривается в процессе бурения, при условии, что продуктивность пластов будет обоснована по данным исследования приборов ХРТ, по газопоказаниям. С целью перевода запасов участков триасовых горизонтов, оцененных по категории C_2 в категорию C_1 , после выработки запасов газовых залежей, рекомендуется провести опробование в колонне.

По категории C_2 также оценены запасы газа и конденсата II блока продуктивного горизонта КТ-IIа, доразведка которого будет проведена в процессе эксплуатационного разбуривания горизонтов КТ-I-верхний и КТ-I-нижний.

Результаты бурения и испытания проектных добывающих скважин позволят уточнить строение пластовых резервуаров, положения ВНК и ГВК, перевести запасы нефти или газа в промышленную категорию C_1 .

На юго-востоке структуры Восточный Мунайбай, в конце 2022 года была начата бурением оценочная наклонно-направленная скважина LP-8. Позднее, т.е. на дату составления настоящего отчета, недропользователем было принято решение законсервировать скважину до начала полномасштабной разработки месторождения и сделать ее зависимой от результатов бурения вертикальной оценочной скважины LP-10.

Оценочную скважину LP-10 планируется пробурить в 2026 году на юго-востоке участка Восточный Мунайбай с проектной глубиной по абсолютной отметке минус 5150 м.

Также, в 2025-2026 годах запланировано бурение оценочной вертикальной скважины LP-6, в северной части участка, с такой же проектной глубиной, равной минус 5150 м по абсолютной отметке ниже уровня моря.

Оценочная скважина LP-6 закладывается в северной части участка Восточный Мунайбай, на южной периклинали поднятия, прослеживаемого по пермским горизонтам, согласно последним материалам 3Д сейсморазведочных работ.

Оценочная скважина LP-10 закладывается на юго-востоке участка Восточный Мунайбай, к юго-востоку от нарушения F₆₋₁, в сводовой части примыкающего к нему поднятия.

При бурении оценочных скважин LP-10 и LP-6 рекомендуется провести обязательный комплекс ГИС, ГТИ, отбор и исследование керна, опробование выделенных по ГИС продуктивных пластов, при получении притоков нефти, газа, конденсата, производить отбор глубинных и поверхностных проб. При невозможности отбора глубинных проб рекомендуется провести рекомбинацию поверхностных проб нефти.

Испытание триасовых горизонтов в оценочных скважинах предусмотрено в процессе бурения, пермских горизонтов – в колонне. В дальнейшем, после выработки запасов пермских горизонтов, рекомендуется провести испытания триасовых горизонтов в колонне.

Положительные результаты бурения и испытания скважины LP-6 будут свидетельствовать об обнаружении новых залежей, в особенности по пермским горизонтам, границы которых будут выходить за пределы «Горного отвода». В этом случае недропользователю будет необходимо произвести прирост запасов с последующим составлением «Дополнения к проекту разработки» и, если границы залежей будут выходить за пределы существующего Горного отвода, выполнить увеличение участка недр для добычи УВ согласно статье 113 Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Бурение и испытание скважины LP-10 с положительными результатами, позволит уточнить распространение залежей триасовых отложений, а также выявить новые залежи в пермских отложениях в южной части месторождения, с возможностью увеличения границ ГО в южном направлении.

В пределах участка *Бахыт* глубина горного отвода определена до подошвы надсолевых (триасовых) отложений. Контур залежей принят по последней замыкающей структуру изогипсе. Продуктивными, так же как на участке Восточный Мунайбай, являются горизонты Т-II, Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV.

На участке *Бахыт* запасы продуктивных триасовых горизонтов Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV полностью оценены по категории С₂, доразведка их предусмотрена в процессе эксплуатационного разбуривания горизонта Т-II.

С целью уточнения границ распространения залежей по площади и доразведки участка *Бахыт*, в т.ч. подтверждения запасов горизонтов Т-II и Т-IIIа, оцененных по категории С₂, рекомендуется бурение оценочной скважины ВН-4 с полным вскрытием триасовых отложений, проектная глубина составит около 4000 м, проектные годы бурения - 2025-2026 гг.

В оценочной скважине ВН-4 также рекомендуется провести весь комплекс исследований, включающий в себя полный детальный комплекс ГИС, ГТИ в триасовых отложениях, отбор и исследование керна, определение пористости, проницаемости, петрофизических зависимостей и физико-гидродинамических характеристик, а также рекомендуется провести самостоятельное опробование продуктивных горизонтов, отбор и исследование пластового флюида.

На рисунке 1.5.7.1 представлено расположение проектных скважин по рекомендуемому варианту разработки, участвующих в описанных мероприятиях по доразведке месторождения.

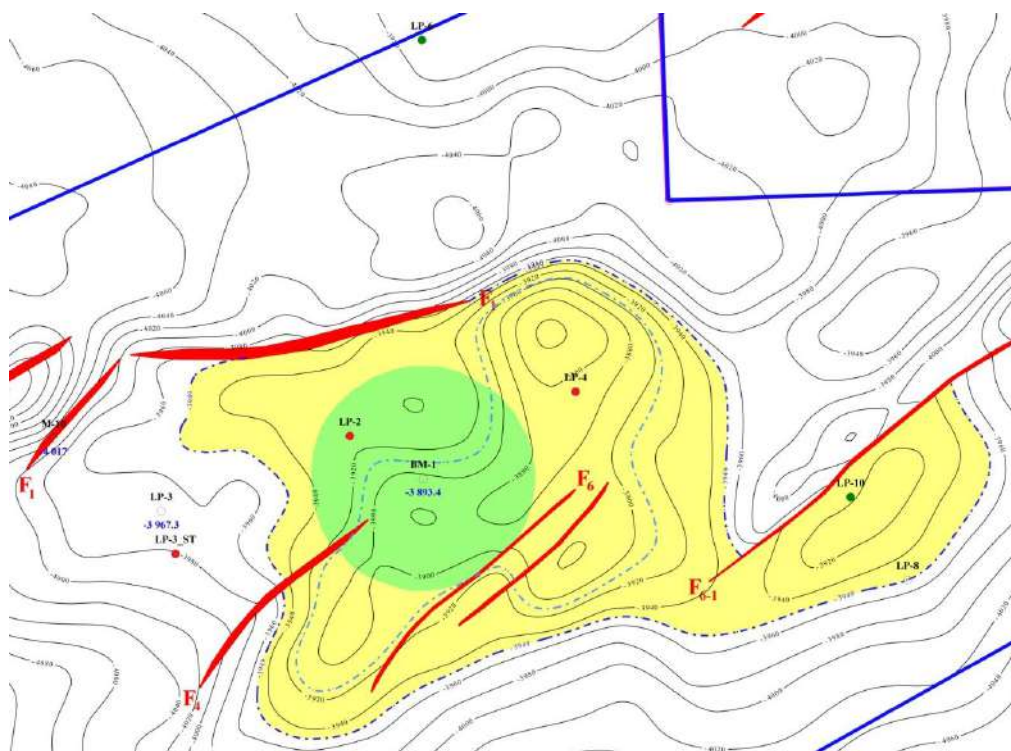
Проектные интервалы отбора шлама и керна для всех скважин будут уточняться в процессе бурения по результатам ГТИ и газокаротажа геологической службой ТОО «Lucent Petroleum». Глубина отбора керна будет уточняться по признакам содержание углеводородов: по появлению пятен или запаха нефти в шламе и по газопоказаниям, свидетельствующим о наличии компонентов C_5 , C_{n5} , C_4 , C_{n4} , C_3 , C_2 , C_1 .

Для уточнения литолого-петрофизических характеристик пород залежей верхнего триаса, по керну необходимо доизучить фильтрационно-емкостные свойства, остаточную водонасыщенность, уточнить зависимости параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности на обоих участках месторождения. На участке Восточный Мунайбай рекомендуется определить ОФП для нефти и воды и коэффициент вытеснения нефти водой.

Для продуктивных отложений среднего триаса по дополнительно отобранному керну уточнить зависимости параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности. Продолжить изучение характеристик вытеснения нефти водой, т.к. к настоящему времени выполнены 6 экспериментов, но 4 образца представлены отложениями участка Бахыт.

Для отложений пермских продуктивных горизонтов необходимо уточнить величину остаточной водонасыщенности и зависимости параметра пористости от пористости и параметра насыщения от водонасыщенности.

а)



б)

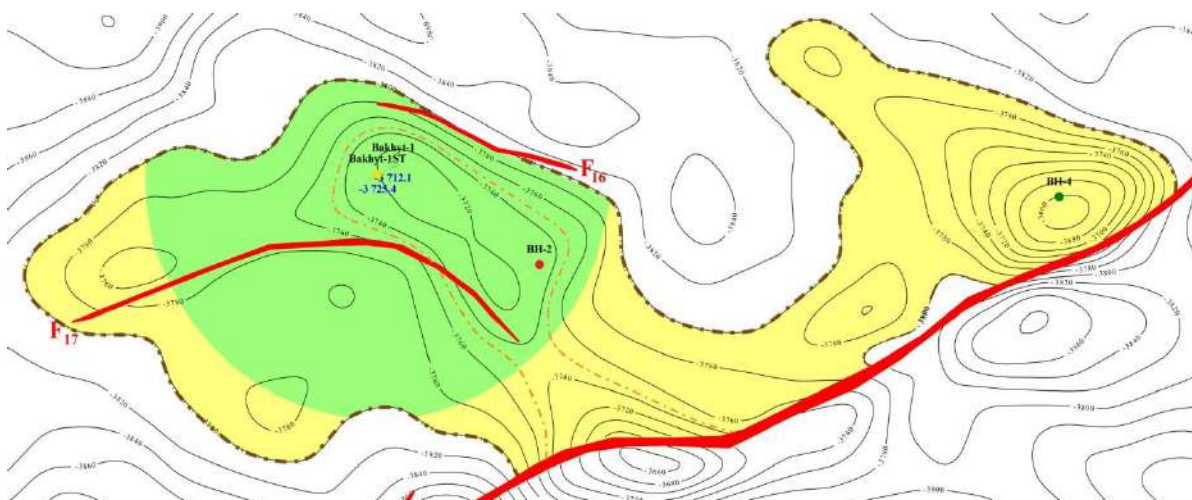


Рисунок 1.5.7.1 – Расположение проектных скважин, участвующих в доразведке месторождения, по рекомендуемому варианту разработки.

а) расположение проектных оценочных (зеленых) и эксплуатационных (красных) скважин по рекомендуемому варианту разработки, участвующих в доразведке участка Восточный Мунайбай;

б) расположение проектных оценочных (зеленых) и эксплуатационных (красных) скважин по рекомендуемому варианту разработки, участвующих в доразведке участка Бахыт.

Рекомендуемые интервалы отбора керн из продуктивных горизонтов, предварительно выделенные в проектных скважинах, приведены в таблице 1.5.7.1.

Таблица 1.5.7.1 - Предварительные продуктивные интервалы отбора керн в проектных скважинах

Номер скважины	Участок	Горизонт	Интервал продуктивного горизонта, м		Предполагаемая проходка с отбором керна, м
			кровля	подошва	
1	2	3	4	5	6
Оценочные скважины					
LP-6	Восточный Мунайбай	Т-II	3973	4016	9 или 18
		Т-IIIa	4120	4160	9 или 18
		КТ-I верхний	4370	4480	9 или 18
		КТ-I нижний	4500	4533	9 или 18
		КТ-IIa	4540	4585	9 или 18
LP-10	Восточный Мунайбай	Т-II	3923	3967	9 или 18
		Т-IIIa	4097	4142	9 или 18
		КТ-I верхний	4339	4500	9 или 18
		КТ-I нижний	4541	4557	9 или 18
		КТ-IIa	4744	4811	9 или 18
ВН-4	Бахыт	Т-II	3600	3698	9 или 18
		Т-IIIa	3708	3830	9 или 18
Всего по месторождению					108-216
Эксплуатационные скважины					
LP-3 БС	Восточный Мунайбай	КТ-I верхний	4300	4442	9
		КТ-I нижний	4475	4549	9
LP-4	Восточный Мунайбай	Т-II	3820	3920	9 или 18
		Т-IIIa	3968	4000	9 или 18
		КТ-I верхний	4247	4430	9 или 18
		КТ-I нижний	4430	4500	9 или 18
		КТ-IIa	4610	5100	9 или 18
		C ₂ mosk	5100	5120	9 или 18
ВН-2	Бахыт	Т-II	3733	3786	9
Всего по месторождению					81-135
ИТОГО					189-351

Как уже отмечалось выше, фактические интервалы отбора образцов керн и шлама будут определяться в процессе бурения по результатам ГИС и ГТИ.

Пластоиспытания в процессе бурения скважин в перспективном разрезе пермотриасового комплекса предусматриваются как в оценочных, так и эксплуатационных скважинах. Интервалы испытаний для участка Восточный Мунайбай ориентировочно 34-79 м, в каждой скважине рекомендовано от 1 до 4 продуктивных интервалов, из которых по показаниям данных ГИС будут выбраны наиболее перспективные. На участке Бахыт планируется испытать 3 перспективных горизонта, мощность каждого варьирует от 66 до 127 м. Предварительные продуктивные интервалы для испытания в процессе бурения приведены в таблице 1.5.7.2. Фактические интервалы испытания будут определены по результатам ГИС, ГТИ и исследования керн.

Перфорационные работы по опробованию в колонне, интервалов продуктивных горизонтов, будет производиться «снизу – вверх». В таблице 1.5.7.3 представлены

предварительные продуктивные интервалы для опробования в колонне оценочных и эксплуатационных скважин. Фактические интервалы испытания будут определены по результатам ГИС, ГТИ и исследования керна.

Отбор проб флюидов на участке Восточный Мунайбай предполагается в 2025-2028 гг. из продуктивных горизонтов Т-II, Т-IIIа, КТ-I верхний, КТ-I нижний, КТ-IIIа и С₂mosk. Планируется провести PVT исследования трех глубинных проб с каждого вышеописанного горизонта, исследовать газ сепарации, нефть, конденсат, и пластовую воду, в случае вскрытия водонасыщенных коллекторов.

На участке Бахыт также планируется отбор глубинных проб флюидов из продуктивных горизонтов в 2025-2026 гг. С целью подтверждения характера насыщения (нефть или конденсат), планируется отобрать по 3 глубинные пробы с горизонтов Т-II и Т-IIIа, провести PVT исследования, исследования газа сепарации, нефти или конденсата, а также исследования пластовой воды, в случае вскрытия водонасыщенных коллекторов.

Дополнительных сейсморазведочных работ, кроме ВСП на участках месторождения Мунайбай в ближайшие годы не планируется.

Таблица 1.5.7.2 - Предварительные продуктивные интервалы к испытанию в процессе бурения

№ скв	Участок	Горизонт	Рекомендуемые продуктивные интервалы к опробованию		Примечания
Оценочные скважины					
LP-6	Восточный Мунайбай	T-II	3973	4016	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца.
		T-IIIa*	4120	4160	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия
		T-IIIб*	4213	4273	такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца.
		T-IV*	4283	4353	*Только один из указанных горизонтов будет испытываться в процессе бурении скважины.
LP-10	Восточный Мунайбай	T-II	3923	3967	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца.
		T-IIIa*	4097	4142	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия
		T-IIIб*	4198	4279	такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца.
		T-IV*	4300	4332	*Только один из указанных горизонтов будет испытываться в процессе бурении скважины.
BH-4	Бахыт	T-IIIa	3764	3830	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца.
		T-IIIб	3848	3948	
		T-IV	3955	4082	
Эксплуатационные скважины					
LP-2	Восточный Мунайбай	T-IIIa	4018	4070	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца.
LP-4	Восточный Мунайбай	T-II	3867	3912	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца
		T-IIIa*	3992	4039	Решение о проведении испытания горизонта принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС. В случае принятия
		T-IIIб*	4076	4152	такого решения, бурение скважины приостанавливается сроком до 1 месяца
		T-IV*	4176	4255	*Только один из указанных горизонтов будет испытываться в процессе бурении скважины.

Таблица 1.5.7.3 - Предварительные продуктивные интервалы к опробованию в колонне оценочных и эксплуатационных скважин

№ скв	Участок	Горизонт	Объект испытания	Рекомендуемые продуктивные интервалы к опробованию		Примечания		
Оценочные скважины								
LP-6	Восточный Мунайбай	КТ-IIa	1	4540	4585	Решение о проведении испытания каждого горизонта самостоятельно в колонне, принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС.		
		КТ-I нижний	2	4500	4533			
		КТ-I верхний	3	4370	4480			
		T-IV	4	4283	4353	Опробование в колонне будет проводиться после выработки запасов пермских газовых залежей, и при положительных результатах испытаний в процессе бурения.		
		T-IIIб	5	4213	4273			
		T-IIIa	6	4120	4160			
LP-10	Восточный Мунайбай	T-II	7	3973	4016	Решение о проведении испытания каждого горизонта самостоятельно в колонне, принимается по газопоказаниям при бурении и по результатам интерпретации ГИС.		
		КТ-IIa	1	4744	4811			
		КТ-I нижний	2	4541	4557			
		КТ-I верхний	3	4339	4500	Опробование в колонне будет проводиться после выработки запасов пермских газовых залежей. Опробование рекомендуется с целью перевода запасов, оцененных по категории C ₂ в C ₁ .		
		T-IV	4	4300	4332			
		T-IIIб	5	4198	4279			
BH-4	Бахыт	T-IIIa	6	4097	4142	Тестовая добыча в течение 3 месяцев в 2026 году после ввода в промышленную разработку участка Бахыт.		
		T-II	7	3923	3967			
		T-II	1	3660	3719		В случае положительного результата испытания в открытом стволе, провести опробование в колонне. Опробование рекомендуется с целью перевода запасов, оцененных по категории C ₂ в C ₁ .	
		T-IIIa	2	3764	3830			
		Эксплуатационные скважины						
		LP-2	Восточный Мунайбай	КТ-IIa	1	4526	4609	Самостоятельное испытание горизонта проводится после получения положительного заключения по ГИС.
T-IV	2			4209	4273	Опробование в колонне будет проводиться после выработки запасов газовых залежей. Опробование рекомендуется с целью перевода запасов, оцененных по категории C ₂ в C ₁ .		
T-IIIб	3			4100	4175			
LP-4	Восточный Мунайбай	C ₂ mosk	1	5100	5120	Самостоятельное испытание горизонтов проводится после получения положительного заключения по ГИС.		
		КТ-IIa	2	4566	4666			
		КТ-I нижний	3	4465	4487			
		T-IV	4	4176	4255	Опробование в колонне будет проводиться после выработки запасов газовых залежей. Опробование рекомендуется с целью перевода запасов, оцененных по категории C ₂ в C ₁ .		
		T-IIIб	5	4076	4152			
		T-IIIa	6	3992	4039			
		T-II	7	3867	3912			



Таким образом, доразведка месторождения Мунайбай планируется за счет бурения трех оценочных скважин: двух на участке Восточный Мунайбай и одной на участке Бахыт, с проведением полного комплекса ГИС и опробованием перспективных пластов, отбором и исследованиями полученного флюида. Также основные функции доразведки продуктивных триасовых и пермских отложений будут возложены на проектные эксплуатационные скважины, добывающие из пермских отложений.

В таблице 1.5.7.4 приведены ориентировочные объемы добычи углеводородов за период испытания в проектных оценочных и эксплуатационных скважинах.

По результатам данных полного комплекса геолого-геофизических исследований и получения из оценочных скважин промышленных притоков углеводородов с их дальнейшим исследованием в лабораторных условиях, рекомендуется произвести перевод/прирост запасов в 2027–2028 году

Таблица 1.5.7.4 – Ориентировочные объемы добычи углеводородов за период испытаний в проектных скважинах

№ скв	Участок	Горизонт	Дебит нефти, т/сут	Дебит газа, тыс.м³/сут	Дебит конденсата, т/сут	Период испытания, сут.	Добыча нефти, тонн	Добыча газа, тыс.м³	Добыча конденсата, тонн
Оценочные скважины									
LP-6	Восточный Мунайбай	T-II	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IIIa	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IIIб	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IV	28,89	6,31		9	260	57	
		КТ-I верхний		211,11	29,77	9		1900	267,9
		КТ-I нижний		211,11	29,77	9		1900	267,9
		КТ-IIa		211,11	29,77	9		1900	267,9
LP-10	Восточный Мунайбай	T-II	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IIIa	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IIIб	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IV	28,89	6,31		9	260	57	
		КТ-I верхний		211,11	29,77	9		1900	267,9
		КТ-I нижний		211,11	29,77	9		1900	267,9
		КТ-IIa		211,11	29,77	9		1900	267,9
BH-4	Бахыт	T-II		172,22	24,28	9		1550	218,5
		T-IIIa		131,25	18,5	8		1050	148
		T-IIIб		131,25	18,5	8		1050	148
		T-IV		131,25	18,5	8		1050	148
Эксплуатационные скважины									
LP-2	Восточный Мунайбай	T-IIIa	28,89	6,31		9	260	57	
		КТ-IIa		172,22	24,28	9		1550	218,5
LP-4	Восточный Мунайбай	T-II	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IIIa	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IIIб	28,89	6,31		9	260	57	
		T-IV	28,89	6,31		9	260	57	
		КТ-I нижний		211,11	29,77	9		1900	267,9
		КТ-IIa		172,22	24,28	9		1550	218,5
		C₂mosk		172,22	24,28	9		1550	218,5

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 таблице 1.6.1 приведены наилучшие доступные технологии, планируемые к применению на предприятии в период его эксплуатации, в соответствии с Постановлением Правительства РК №1202 от 27.12.2023 г. «Об утверждении справочника по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа»» и «Заключением по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа»» (утверждено постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 159).

Представленные НДТ применимы к объектам по добыче нефти и газа, а также переработки газа и газоконденсата и направлены на минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду. Описанные техники, отнесены к НДТ по результатам проведенного КТА и анализа особенностей структуры нефтегазодобывающей и газоперерабатывающей отрасли Республики Казахстан на месторождениях нефти и газа, ориентированной на подготовку нефти, газа и иных продуктов, а также на основании данных мирового опыта, изученных в рамках разработки справочника по НДТ.

При проведении работ предприятие будет использовать технологическое оборудование, соответствующее передовому научно-техническому уровню. В настоящее время одним из основных показателей, предъявляемых к данному типу оборудования, является их производительность, высокая точность, многооперационность, управляемость, доступность и безопасность. Использование в различных отраслях промышленности экономически развитых стран данного типа оборудования и их аналогов, с учетом их соответствия требованиям международных стандартов, свидетельствует об их соответствии передовому научно-техническому уровню.

Критериями для выбора оборудования являются:

- характер работ;
- производительность технологического оборудования;
- малоотходность или безотходность технологий;
- минимум затрат на приобретение и эксплуатацию оборудования.

Таблица 1.6.1 – Перечень НДТ, планируемых к внедрению на предприятии в период его эксплуатации

НДТ	Техника	Описание
Техники повышения энергоэффективности		
НДТ 2	Оптимизация технологического процесса	Оптимизация потребности в тепловой и электрической энергии в технологическом процессе посредством систематического анализа технологического процесса и энергопотребления с целью максимизации энергоэффективности и снижения энергопотребления всего процесса на единицу готовой продукции. Механизмы могут включать: обновленные принципы управления и/или систем управления, повышение эффективности использования оборудования, корректировка уставок (например, соотношение воздух/топливо), модернизация оборудования (конфигурация горелки, конструкция печи), изменение размеров оборудования (например, перестановка насосов или компрессоров) и т.д. Улучшение надежности оборудования также должно способствовать повышению эффективности.
НДТ 3	План снижения энергопотребления	Установить цели и стратегии для улучшения
Мониторинг выбросов в атмосферу		
НДТ 4	Мониторинг выбросов в атмосферу	НДТ предусматривает непрерывный мониторинг выбросов путем инструментальных замеров, в соответствии с требованиями, установленными в законодательных и подзаконных актах Республики Казахстан в области охраны окружающей среды. Для объектов, не оснащенных АСМ, с целью наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением, периодический мониторинг (инструментальный контроль) эмиссий в окружающую среду (выбросы SO ₂ , NO _x , CO) осуществляется ежемесячно.
Управление производством		
НДТ 11	Ограждение шумных операций/агрегатов. Виброизоляция производств/агрегатов. Установка звукозащитных стен и/или природных барьеров.	Экологическая эффективность НДТ: позволяет снизить уровень шума на промышленных объектах. Применима на всех объектах промышленности, с учетом соответствия промышленной безопасности производственных процессов и санитарных и строительных норм Республики Казахстан.
Методы управления отходами		
НДТ 65	Передача на утилизацию специализированной организации по утилизации отходов.	Экологическая эффективность НДТ: общее сокращение шлама от технологических процессов нефтегазодобычи.

1.7 ОПИСАНИЕ РАБОТ ПО ПОСТУТИЛИЗАЦИИ 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 постутилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования в связи с отсутствием таких объектов, *не требуется*.

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

Состояние атмосферного воздуха характеризуется содержанием в нём, выбрасываемых промышленными объектами и объектами строительства, загрязняющих веществ. Уровень воздействия рассматриваемых объектов на атмосферу характеризуется, как объёмами, так и компонентным составом выбросов загрязняющих веществ.

Настоящим подразделом в рамках «Проекта разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» определяется максимальный уровень воздействия проектируемых работ на состояние атмосферного воздуха.

Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, переработки и транспортировки углеводородной продукции нефтегазоконденсатных скважин представлены в разделе 1.5.4.

Все технологические данные, размещение всех объектов системы сбора и подготовки добываемой продукции, в том числе их точные технические характеристики, предлагаемые для разработки месторождения, будут уточняться на дальнейшей стадии проектирования в рамках выполнения Проекта обустройства месторождения.

Все рассмотренные варианты разработки предусматривают ввод в эксплуатацию промышленных объектов: газоконденсатную залежь (Т-II) на участке Бахыт – в III квартале 2025 г.; на участке Восточный Мунайбай нефтяную залежь (Т-IIIa) и газоконденсатные залежи (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) – запланированы на III квартал 2028 г.

Характеристика источников выбросов ЗВ при строительстве (бурении) скважин, строительстве бокового ствола скважины и расконсервации скважины при разработке месторождения

В результате выполнения необходимых производственных операций во время бурения скважин и бурении бокового ствола скважин, а также расконсервации скважины на месторождении Мунайбай будет неизбежно оказываться воздействие на окружающую среду,

в том числе на атмосферный воздух как стационарными, так и передвижными источниками выбросов.

Ориентировочные источники загрязнения атмосферного воздуха при строительстве 1 проектной скважины и строительстве бокового ствола скважины, а также при расконсервации скважины представлены по аналогии с ранее разработанными и согласованными проектами:

- «Индивидуальный технический проект на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай».
- Индивидуальный технический проект «Восстановление из консервации, зарезка бокового ствола и наклонно-направленного бурения, спуск и цементирование обсадной колонны Ø177,8 мм скважины Бахыт-1 на площади Мунайбай».

Период строительно-монтажных работ:

Количество источников выбросов при строительно-монтажных работах составит всего 16 источников, в том числе: 9 - организованных, 7 – неорганизованных.

Организованные источники

- ✓ Дизельный двигатель Д-144-81-1 сварочного агрегата САК
- ✓ Дизельный генератор ДЭС-200 (1-рабочий, 1-резервный)
- ✓ Емкость для дизельного топлива
- ✓ Емкость для масла
- ✓ Емкость для отработанного масла

Неорганизованные источники

- ✓ Сварочные работы
- ✓ Пыление при работе бульдозера
- ✓ Пыление при работе экскаватора
- ✓ Пыление при работе автосамосвала
- ✓ Насос подачи ГСМ к дизельным установкам

Передвижные источники

- ✓ Строительная техника и автотранспорт, работающие на дизельном топливе и на бензине

Вахтовый поселок

Организованные источники

- ✓ Дизельный генератор ДЭС-200
- ✓ Емкость для дизельного топлива
- ✓ Емкость для масла



- ✓ Емкость для отработанного масла

Неорганизованные источники

- ✓ Насос подачи ГСМ к дизельным установкам

Период строительства скважины БУ ZJ-70D (подготовительные работы к бурению, бурение и крепление):

Количество источников выделения при строительстве скважины БУ ZJ-70D (подготовительные работы к бурению, бурение и крепление) составит всего 28 источников, в том числе: 17 - организованных, 11 – неорганизованных.

Организованные источники

- ✓ Дизельный генератор CAT-3512B SR4B 4128,0 – 4 ед.
- ✓ Паровой котел – ERENSAN SP25-550
- ✓ Дизельный двигатель ЯМЗ-236НЕ2 цементирующего агрегата ЦА-320М
- ✓ Дизельный генератор CAT-3512B SR4B (аварийный)
- ✓ Емкость для дизельного топлива, 135 м³
- ✓ Емкость для дизельного топлива, 8 м³
- ✓ Емкость для дизельного топлива, 3,5 м³
- ✓ Емкость для дизельного топлива, 4 м³ (для котла)
- ✓ Емкость для масла
- ✓ Емкость для отработанного масла

Неорганизованные источники

- ✓ Буровые насосы
- ✓ Емкости для бурового раствора
- ✓ Дегазатор бурового раствора
- ✓ Сепаратор бурового раствора
- ✓ Узел приготовления цементного раствора
- ✓ Насос подачи ГСМ к дизелям
- ✓ Насос подачи ГСМ к котельной установке
- ✓ Емкость для отходов бурения
- ✓ Насос для отходов бурения 3984,0
- ✓ Площадка бурения (ЗРА и ФС)

Вахтовый поселок

Организованные источники

- ✓ Дизельный генератор ДЭС-200
- ✓ Емкость для дизельного топлива



- ✓ Емкость для масла
- ✓ Емкость для отработанного масла

Неорганизованные источники

- ✓ Насос подачи ГСМ к дизельным установкам

Период испытания скважин станком ZJ-40:

Количество источников выбросов при испытании скважины составит всего 27 источников, в том числе: 19 - организованных, 8 – неорганизованных.

Организованные источники

- ✓ Дизельный генератор CAT C-18
- ✓ Дизельный генератор CAT C-18
- ✓ Дизельный генератор Caterpillar
- ✓ Дизельный генератор Caterpillar
- ✓ Дизельный генератор "VOLVO PENTA Caterpillar" (1-рабочий, 1- резервный)
- ✓ Паровой котел ERENSAN SP25-55
- ✓ Факел
- ✓ Емкость для дизельного топлива, 30 м³
- ✓ Емкость для дизельного топлива, 3,5 м³
- ✓ Емкость для масла
- ✓ Емкость для отработанного масла
- ✓ Емкость для сбора нефти, V=75 м³ – 4 ед.

Неорганизованные источники

- ✓ Газосепаратор
- ✓ Конденсатосборник
- ✓ Технологическая емкость, V=10 м³ – 2 ед.
- ✓ Насос подачи ГСМ к дизелям
- ✓ Площадка скважины (ЗРА и ФС) – 120 шт.
- ✓ Насос перекачки нефти в автоцистерну

Вахтовый поселок

Организованные источники

- ✓ Дизельный генератор ДЭС-200
- ✓ Емкость для дизельного топлива
- ✓ Емкость для масла
- ✓ Емкость для отработанного масла

Неорганизованные источники



- ✓ Насос подачи ГСМ к дизельным установкам

Период рекультивации скважины:

Количество источников выбросов вредных веществ при рекультивации площадки скважины составит всего 9 ед., из них: организованных – 4 ед., неорганизованных – 5 ед.

Неорганизованные источники

- ✓ Пыление при работе бульдозера
- ✓ Пыление при работе экскаватора
- ✓ Пыление при работе автосамосвала

Передвижные источники

- ✓ Строительная техника и автотранспорт, работающие на дизельном топливе – 3 ед.
Вахтовый поселок

Организованные источники

- ✓ Дизельный генератор АД-200
- ✓ Емкость для дизельного топлива
- ✓ Емкость для масла
- ✓ Емкость для отработанного масла

Неорганизованные источники

- ✓ Насос подачи ГСМ к дизельным установкам

Ориентировочное количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу при строительстве скважин и строительстве бокового ствола, в соответствии с количеством пробуриваемых скважин по всем вариантам разработки, представлены в разделе 1.8.1.2 ОВВ (таблица 1.8.1.2.6).

Ориентировочное количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу при расконсервации скважины представлены в разделе 1.8.1.2 ОВВ.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве проектных оценочных скважин представлено в разделе 1.8.1.2 (таблица 1.8.1.2.7).

Необходимо учитывать, что в данном проекте приведены ориентировочные предварительные данные по проектам-аналогам, объективно о качественной и количественной оценке выбросов при строительстве скважин и бокового ствола, а также расконсервации скважины можно будет судить на стадии рабочего проектирования, в рамках индивидуальных Технических проектов.

Характеристика источников выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения



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

Все источники выбросов можно разделить на организованные и неорганизованные.

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

Основными источниками выбросов при эксплуатации объектов и сооружений месторождения Мунайбай по рассматриваемым вариантам разработки будут являться:

1 вариант разработки

1 этап (участок Бахыт)

Организованные:

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2025 год – 2 ед., 2026 год – 3 ед., 2027 год – 3 ед.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 5 ед., из них неорганизованных – 3 ед., организованных – 2 ед.

2 этап (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт)

Организованные:

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002-0004 – 3 ед.;
- резервуар хранения нефти №№1-2: источники №№0005-0006 – 2 ед.;
- резервуар хранения конденсата №№1-2: источники №№0007-0008 – 2 ед.;
- стояк налива конденсата: источник №0009 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 7 ед., 2029 год – 8 ед.).
- насос перекачки конденсата в автоцистерну: источник №6004 – 1 ед.;



- площадка тестового сепаратора: источник №6005 – 1 ед.;
- площадка добывающих нефтяных скважин (ЗРА и ФС): источник №6006 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 3 ед., 2029 год – 5 ед.);

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 15 ед., из них неорганизованных – 6 ед., организованных – 9 ед.

2 вариант разработки - рекомендуемый

1 этап (участок Бахыт)

Организованные:

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2025 год – 2 ед., 2026 год – 3 ед., 2027 год – 3 ед.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 5 ед., из них неорганизованных – 3 ед., организованных – 2 ед.

2 этап (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт)

Организованные:

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002-0004 – 3 ед.;
- резервуар хранения нефти №№1-2: источники №№0005-0006 – 2 ед.;
- резервуар хранения конденсата №№1-2: источники №№0007-0008 – 2 ед.;
- стояк налива конденсата: источник №0009 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 7 ед., 2029 год – 9 ед.).
- насос перекачки конденсата в автоцистерну: источник №6004 – 1 ед.;
- площадка тестового сепаратора: источник №6005 – 1 ед.;
- площадка добывающих нефтяных скважин (ЗРА и ФС): источник №6006 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 3 ед., 2029 год – 5 ед.);

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 15 ед., из них неорганизованных – 6 ед., организованных – 9 ед.

3 вариант разработки

1 этап (участок Бахыт)

Организованные:

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2025 год – 2 ед., 2026 год – 3 ед., 2027 год – 3 ед.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 5 ед., из них неорганизованных – 3 ед., организованных – 2 ед.

2 этап (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт)

Организованные:

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002-0004 – 3 ед.;
- резервуар хранения нефти №№1-2: источники №№0005-0006 – 2 ед.;
- резервуар хранения конденсата №№1-2: источники №№0007-0008 – 2 ед.;
- стояк налива конденсата: источник №0009 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 8 ед., 2029 год – 12 ед.).
- насос перекачки конденсата в автоцистерну: источник №6004 – 1 ед.;
- площадка тестового сепаратора: источник №6005 – 1 ед.;
- площадка добывающих нефтяных скважин (ЗРА и ФС): источник №6006 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 3 ед., 2029 год – 5 ед.);

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 15 ед., из них неорганизованных – 6 ед., организованных – 9 ед.

4 вариант разработки



1 этап (участок Бахыт)*Организованные:*

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2025 год – 2 ед., 2026 год – 3 ед., 2027 год – 3 ед.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 5 ед., из них неорганизованных – 3 ед., организованных – 2 ед.

2 этап (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт)*Организованные:*

- факельная установка: источник №0001 – 1 ед.;
- газопоршневая электростанция (ГПЭС): источник №0002-0004 – 3 ед.;
- резервуар хранения нефти №№1-2: источники №№0005-0006 – 2 ед.;
- резервуар хранения конденсата №№1-2: источники №№0007-0008 – 2 ед.;
- стояк налива конденсата: источник №0009 – 1 ед.;

Неорганизованные:

- площадка трехфазного тестового сепаратора: источник № 6001 – 1 ед.;
- площадка узла учета газа: источник №6002 – 1 ед.;
- площадка добывающих газоконденсатных скважин (ЗРА и ФС): источник №6003 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 7 ед., 2029 год – 9 ед.).
- насос перекачки конденсата в автоцистерну: источник №6004 – 1 ед.;
- площадка тестового сепаратора: источник №6005 – 1 ед.;
- площадка добывающих нефтяных скважин (ЗРА и ФС): источник №6006 – 1 ед. (количество скважин: 2028 год – 3 ед., 2029 год – 5 ед.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составит 15 ед., из них неорганизованных – 6 ед., организованных – 9 ед.

Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ по 2 варианту разработки (рекомендуемый) месторождения Мунайбай представлена на рисунке 1.8.1.1.1.

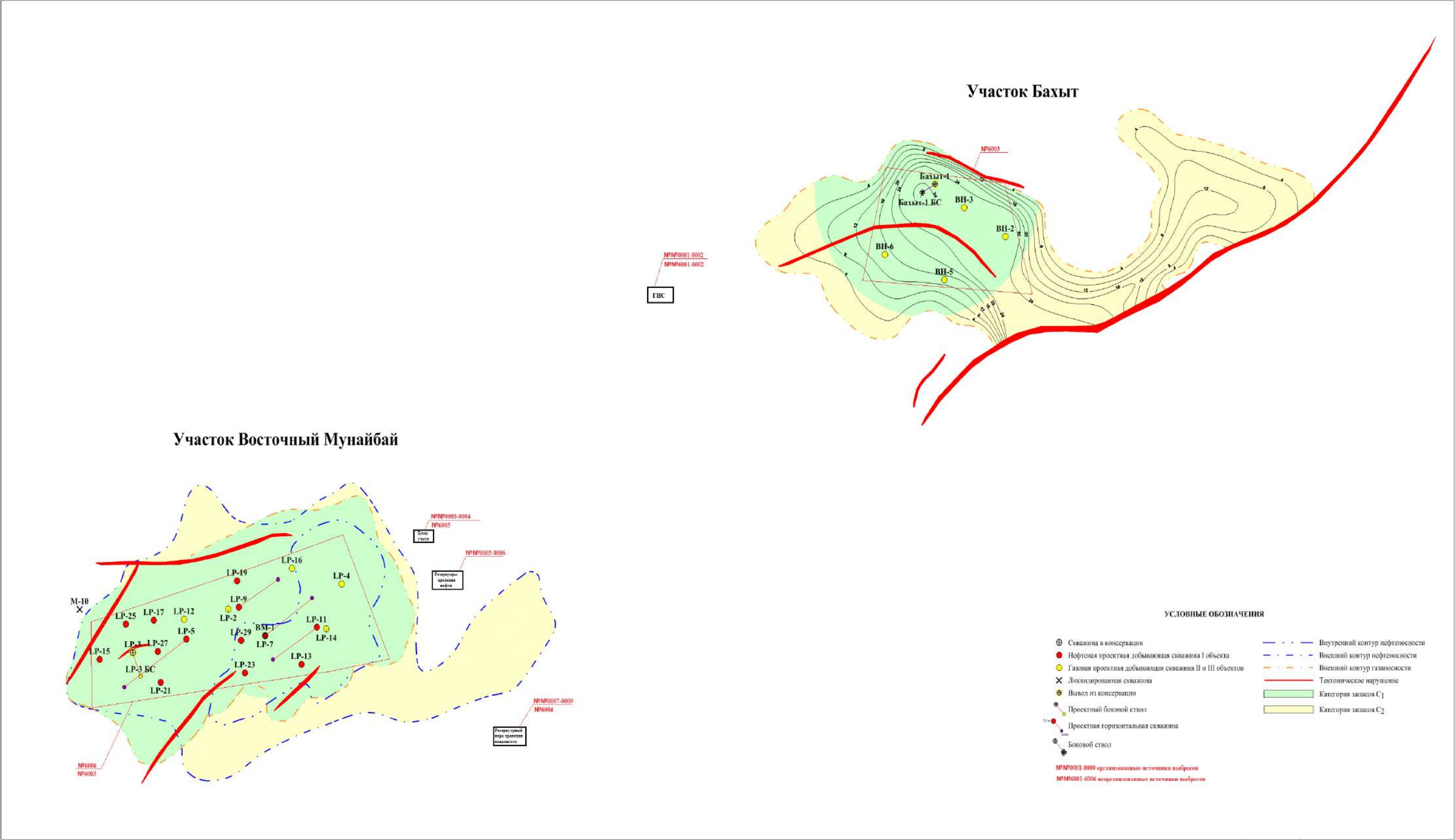


Рисунок 1.8.1.1.1 – Ситуационная карта-схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на месторождении Мунайбай по 2 варианту разработки – рекомендуемый (М 1:25000)

1.8.1.2 Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Сборником методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996 г.;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-ө от 29.07.2011 г.;
- РД 39.142-00. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. Самара 2000 г.
- «Методикой расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).
- РНД 211.2.02.04-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана 2004 г.

Проведенные расчеты выбросов загрязняющих веществ в данном проекте разработки, являются предварительными и ориентировочными, так как оценить точные объемы выбросов загрязняющих веществ на данном этапе разработки не представляется возможным. Более точные объемы выбросов вредных веществ будут представлены в Проекте нормативов допустимых выбросов в атмосферный воздух ТОО «Lucent Petroleum».

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2025 по 2029 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа, нефти и конденсата, а также фонда действующих добывающих нефтяных и газоконденсатных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2025 по 2029 гг.).

Характеристика основных технологических показателей за рассматриваемый период разработки месторождения (с 2025 по 2029 гг.), принятых для проведения предварительных

расчетов, с целью определить воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 4-х вариантов разработки месторождения, представлены в таблице 1.8.1.2.1.

Таблица 1.8.1.2.1 – Характеристика основных технологических показателей добычи нефти, газа, конденсата и фонда добывающих скважин месторождения Мунайбай на 2025-2029 гг.

Год разработки	Газоконденсатные залежи			Нефтяные залежи	
	Добыча газа*, млн.м ³	Добыча конденсата*, тыс.т	Фонд действующих добывающих газоконденсатных скважин*, ед.	Добыча нефти*, тыс.т	Фонд действующих добывающих нефтяных скважин*, ед.
1 вариант разработки					
2025	30,8	9,4	2	-	-
2026	103,2	31,5	3	-	-
2027	115,8	35,4	3	-	-
2028	262,5	40,8	7	27,4	3
2029	408,4	44,2	8	62,6	5
2 вариант разработки - рекомендуемый					
2025	30,8	9,4	2	-	-
2026	103,2	31,5	3	-	-
2027	115,8	35,4	3	-	-
2028	262,5	68,2	7	82,1	3
2029	431,7	107,3	9	160,7	5
3 вариант разработки					
2025	30,8	9,4	2	-	-
2026	103,2	31,5	3	-	-
2027	115,8	35,4	3	-	-
2028	285,9	75,3	8	27,4	3
2029	538,1	135,8	12	71,7	5
4 вариант разработки					
2025	30,8	9,4	2	-	-
2026	103,2	31,5	3	-	-
2027	115,8	35,4	3	-	-
2028	262,5	68,2	7	54,8	3
2029	431,7	107,3	9	111,1	5

Примечание: * - технологические показатели добычи нефти, газа, конденсата и фонд действующих добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам приняты согласно разделу 1.5.3 ОВВ (таблицы 1.5.3.1-1.5.3.12)

Предварительные расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по 4-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в таблицах 1.8.1.2.2-1.8.1.2.5.

Таблица 1.8.1.2.2 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Мунайбай по 1 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	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
2025 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	9,052682978	27,212474015	680,31185
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,471060984	4,422026027	73,7004338
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,020961313	0,228166043	4,56332086
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	55,639021482	47,348426796	15,7828089
0410	Метан (727*)	50			50		1,302642287	0,38681542	0,00773631
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02404	0,75901	0,0151802
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,000004	4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,0483	4,83
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	18,48145	18,48145
	В С Е Г О:						69,535870	99,589142	858,123650
2026 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	14,441264608	78,022047232	1950,55118
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,346705499	12,678585925	211,309765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	100,54386837	113,525583607	37,8418612
0410	Метан (727*)	50			50		2,42526346	0,45459734	0,00909195
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967



0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						121,835397	261,663011	2351,039435
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	15,861913308	78,267535328	1956,68838
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,577560913	12,71847774	211,974629
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	112,38260758	115,571317737	38,5237726
0410	Метан (727*)	50			50		2,721231939	0,505740694	0,01011481
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						135,621608	264,045268	2358,524433
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,405436	227,691364	5692,284090
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,365883	36,999856	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,062850	1,767983	35,359663
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,000700	0,465880	58,235000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,645288	287,453602	95,817867
0410	Метан (727*)	50			50		0,001132	0,035713	0,000714
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		1,202890	37,752360	0,755047
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,754400	21,576000	0,719200
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,005500	0,173490	1,734900



0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,001770	0,054480	0,272400
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,003430	0,108970	0,181617
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,000002	0,000036	36,400000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,016680	0,433380	43,338000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	6,489840	174,747910	174,747910
	В С Е Г О:						28,955801	789,261025	6756,5107
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,4054358	227,691363792	5692,28409
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,3658833	36,999856366	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0628498	1,76798316	35,3596632
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0007	0,46798	58,4975
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,645288	287,453601604	95,8178672
0410	Метан (727*)	50			50		0,0011325	0,03571329	0,00071427
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		2,60359	81,80426	1,6360852
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		1,2971	38,4712	1,28237333
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0123	0,38529	3,8529
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,00389	0,12108	0,6054
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,00765	0,24227	0,40378333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000015	0,0000364	36,4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,01668	0,43338	43,338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	6,52943	175,72781	175,72781
	В С Е Г О:						30,951931	851,601825	6761,8705



Таблица 1.8.1.2.3 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Мунайбай по 2 варианту разработки (рекомендуемый)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	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
2025 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	9,052682978	27,212474015	680,31185
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,471060984	4,422026027	73,7004338
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,020961313	0,228166043	4,56332086
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	55,639021482	47,348426796	15,7828089
0410	Метан (727*)	50			50		1,302642287	0,38681542	0,00773631
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02404	0,75901	0,0151802
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,000004	4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,0483	4,83
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	18,48145	18,48145
	В С Е Г О:						69,535870	99,589142	858,123650
2026 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	14,441264608	78,022047232	1950,55118
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,346705499	12,678585925	211,309765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	100,54386837	113,525583607	37,8418612
0410	Метан (727*)	50			50		2,42526346	0,45459734	0,00909195
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822



0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						121,835397	261,663011	2351,039435
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	15,861913308	78,267535328	1956,68838
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,577560913	12,71847774	211,974629
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	112,38260758	115,571317737	38,5237726
0410	Метан (727*)	50			50		2,721231939	0,505740694	0,01011481
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						135,621608	264,045268	2358,524433
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,4054358	227,691363792	5692,28409
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,3658833	36,999856366	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,0628498	1,76798316	35,3596632
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0007	0,46588	58,235
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,645288	287,453601604	95,8178672
0410	Метан (727*)	50			50		0,0011325	0,03571329	0,00071427
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		3,26629	102,60756	2,0521512



0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		1,7317	50,8632	1,69544
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,01544	0,48589	4,8589
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,00489	0,15268	0,7634
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,00969	0,30537	0,50895
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000015	0,000036	36
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,01668	0,43338	43,338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	6,80873	182,64571	182,64571
	В С Е Г О:						32,334711	891,908224	6770,2242
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,40543581	227,691363792	5692,28409
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,36588332	36,999856366	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,06284984	1,76798316	35,3596632
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0008	0,46998	58,7475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,6452884	287,453601604	95,8178672
0410	Метан (727*)	50			50		0,00113246	0,03571329	0,00071427
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		6,31159	198,34576	3,9669152
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		3,16	93,7245	3,12415
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,03012	0,94589	9,4589
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,00949	0,29728	1,4864
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,01887	0,59467	0,99111667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000015	0,000036	36
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,01668	0,43338	43,338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	7,2638	193,91591	193,91591
	В С Е Г О:						37,291941	1042,675924	6791,1555



Таблица 1.8.1.2.4 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Мунайбай по 3 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	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
2025 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	9,052682978	27,212474015	680,31185
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,471060984	4,422026027	73,7004338
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,020961313	0,228166043	4,56332086
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	55,639021482	47,348426796	15,7828089
0410	Метан (727*)	50			50		1,302642287	0,38681542	0,00773631
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02404	0,75901	0,0151802
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,000004	4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,0483	4,83
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	18,48145	18,48145
	В С Е Г О:						69,535870	99,589142	858,123650
2026 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	14,441264608	78,022047232	1950,55118
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,346705499	12,678585925	211,309765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	100,54386837	113,525583607	37,8418612
0410	Метан (727*)	50			50		2,42526346	0,45459734	0,00909195
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822



0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						121,835397	261,663011	2351,039435
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	15,861913308	78,267535328	1956,68838
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,577560913	12,71847774	211,974629
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	112,38260758	115,571317737	38,5237726
0410	Метан (727*)	50			50		2,721231939	0,505740694	0,01011481
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						135,621608	264,045268	2358,524433
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,405435813	227,691363792	5692,28409
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,36588332	36,999856366	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,062849844	1,76798316	35,3596632
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0007	0,46798	58,4975
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,64528844	287,453601604	95,8178672
0410	Метан (727*)	50			50		0,001132461	0,03571329	0,00071427
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		1,21499	38,09666	0,7619332



0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		1,0266	28,321	0,94403333
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0055	0,17349	1,7349
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,00177	0,05448	0,2724
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,00343	0,10897	0,18161667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000015	0,0000364	36,4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,01668	0,43338	43,338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	6,89136	184,69211	184,69211
	В С Е Г О:						29,641621	806,296625	6766,9491
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,405435813	227,691363792	5692,28409
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,36588332	36,999856366	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,062849844	1,76798316	35,3596632
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,001	0,47628	59,535
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,64528844	287,453601604	95,8178672
0410	Метан (727*)	50			50		0,001132461	0,03571329	0,00071427
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		2,98469	93,68496	1,8736992
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		2,1469	60,3604	2,01201333
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,01394	0,43729	4,3729
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,00441	0,13748	0,6874
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,00869	0,27487	0,45811667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000015	0,0000364	36,4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,01668	0,43338	43,338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	7,59547	202,13091	202,13091
	В С Е Г О:						33,252371	911,884125	6790,9346



Таблица 1.8.1.2.5 – Ориентировочный перечень и количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу на период разработки месторождения Мунайбай по 4 варианту разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	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
2025 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	9,052682978	27,212474015	680,31185
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,471060984	4,422026027	73,7004338
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,020961313	0,228166043	4,56332086
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	55,639021482	47,348426796	15,7828089
0410	Метан (727*)	50			50		1,302642287	0,38681542	0,00773631
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02404	0,75901	0,0151802
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,000004	4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,0483	4,83
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	18,48145	18,48145
	В С Е Г О:						69,535870	99,589142	858,123650
2026 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	14,441264608	78,022047232	1950,55118
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,346705499	12,678585925	211,309765
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	100,54386837	113,525583607	37,8418612
0410	Метан (727*)	50			50		2,42526346	0,45459734	0,00909195
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967



0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						121,835397	261,663011	2351,039435
2027 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	15,861913308	78,267535328	1956,68838
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	2,577560913	12,71847774	211,974629
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,023994198	0,684544223	13,6908845
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0002	0,45138	56,4225
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	112,38260758	115,571317737	38,5237726
0410	Метан (727*)	50			50		2,721231939	0,505740694	0,01011481
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		0,02884	0,90911	0,0181822
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		0,00796	0,25109	0,00836967
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000005	0,0000122	12,2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,00556	0,14446	14,446
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	2,01174	54,5416	54,5416
	В С Е Г О:						135,621608	264,045268	2358,524433
2028 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,405435813	227,691363792	5692,28409
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,36588332	36,999856366	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,062849844	1,76798316	35,3596632
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0007	0,46588	58,235
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,64528844	287,453601604	95,8178672
0410	Метан (727*)	50			50		0,001132461	0,03571329	0,00071427
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		2,23949	70,31616	1,4063232
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		1,3519	38,92	1,29733333
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,01048	0,32989	3,2989



0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,00333	0,10368	0,5184
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,00657	0,20737	0,34561667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000015	0,0000364	36,4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,01668	0,43338	43,338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	6,80873	182,64571	182,64571
	В С Е Г О:						30,918471	847,370625	6767,6119
2029 год									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04	0,2	0,04		2	8,40543581	227,691363792	5692,28409
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06	0,4	0,06		3	1,36588332	36,999856366	616,664273
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05	0,15	0,05		3	0,06284984	1,76798316	35,3596632
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008	0,008			2	0,0008	0,46998	58,7475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3	5	3		4	10,6452884	287,453601604	95,8178672
0410	Метан (727*)	50			50		0,00113246	0,03571329	0,00071427
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50			50		4,44619	139,67716	2,7935432
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	30			30		2,47	72,0253	2,40084333
0602	Бензол (64)	0,1	0,3	0,1		2	0,0211	0,66249	6,6249
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2	0,2			3	0,00665	0,20808	1,0404
0621	Метилбензол (349)	0,6	0,6			3	0,01319	0,41647	0,69411667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000001		0,000001		1	0,0000015	0,0000364	36,4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01	0,05	0,01		2	0,01668	0,43338	43,338
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1	1			4	7,2638	193,91591	193,91591
	В С Е Г О:						34,719001	961,757325	6786,0818



Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят углерода оксид, азота диоксид, углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$, смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} и азота оксид.

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки, бурение бокового ствола скважины №LP-3 ST1, а также расконсервация скважины Бахыт-1 БС.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины и строительстве бокового ствола скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай», составит:

- период строительно-монтажных работ – **3,336096 г/с, 6,8201447 т/период;**
- период бурения одной скважины (подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважины, испытание в открытом стволе) буровой установкой ZJ-70DBS – **34,492355 г/с; 357,704045 т/период;**
- период испытания одной скважины (станок ZJ-40) с отработкой I-V объектов на факел – **103,099267 г/с, 688,6337308 т/период;**
- период рекультивации – **2,868758 г/с, 2,251721 т/период.**

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при расконсервации одной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным Индивидуальным техническим проектом «Восстановление из консервации, резка бокового ствола и наклонно-направленного бурения, спуск и цементирование обсадной колонны Ø177,8 мм скважины Бахыт-1 на площади Мунайбай», составит:

- период строительно-монтажных работ – **3,17623 г/с, 4,713 т/период;**
- период бурения скважины (подготовительные работы к бурению, бурение и крепление скважины, испытание в открытом стволе) буровой установкой ZJ-70D – **22,646 г/с; 66,523 т/период;**
- период испытания скважины (станок ZJ-40) с отработкой I-VI объектов на факел – **52,454 г/с, 435,812 т/период;**
- период рекультивации – **2,35 г/с, 2,25 т/период.**

Ориентировочное количество загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферу при строительстве скважин и строительстве бокового ствола, в соответствии с

количеством пробуриваемых скважин по всем вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.1.2.6.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Мунайбай, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

После завершения строительства скважин, при освоении добывающих газовых скважин на месторождении Мунайбай необходимо предусмотреть кратковременное сжигание газа (отжиг на факеле) с целью очистки скважины от промывочной жидкости.

Таблица 1.8.1.2.6 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин на месторождении Мунайбай

Нефтяные залежи					Газоконденсатные залежи			
Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**		Выбросы ЗВ*		Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**	Выбросы ЗВ*	
	Добывающие	Нагнетательные	г/с	т/год			г/с	т/год
1 вариант разработки								
2027	3	-	431,4	3166,23	2025	1	143,8	1055,41
2029	2	-	287,6	2110,82	2026	1	143,8	1055,41
2030	2	-	287,6	2110,82	2027	2+1 БС	431,4	3166,23
2031	2	-	287,6	2110,82	2028	1	143,8	1055,41
2032	2	-	287,6	2110,82	2029	1	143,8	1055,41
2033	2	-	287,6	2110,82				
2034	1	-	143,8	1055,41				
2 вариант разработки - рекомендуемый								
2027	3	-	431,4	3166,23	2025	1	143,8	1055,41
2029	2	-	287,6	2110,82	2026	1	143,8	1055,41
2030	2	-	287,6	2110,82	2027	2+1 БС	431,4	3166,23
2031	2	-	287,6	2110,82	2028	1	143,8	1055,41
2032	2	-	287,6	2110,82	2029	2	287,6	2110,82
2033	1	-	143,8	1055,41	2030	1	143,8	1055,41
2034	1	-	143,8	1055,41	2031	1	143,8	1055,41
3 вариант разработки								
2027	3	-	431,4	3166,23	2025	1	143,8	1055,41
2029	3	-	431,4	3166,23	2026	1	143,8	1055,41
2030	3	-	431,4	3166,23	2027	2+1 БС	431,4	3166,23
2031	3	-	431,4	3166,23	2028	2	287,6	2110,82
2032	3	-	431,4	3166,23	2029	4	575,2	4221,64
2033	2	1	431,4	3166,23	2030	2	287,6	2110,82
2034	-	1	143,8	1055,41				
2035	-	1	143,8	1055,41				
2036	-	1	143,8	1055,41				
4 вариант разработки								
2027	3	-	431,4	3166,23	2025	1	143,8	1055,41
2029	2	-	287,6	2110,82	2026	1	143,8	1055,41
2030	2	-	287,6	2110,82	2027	2+1 БС	431,4	3166,23
2031	2	-	287,6	2110,82	2028	1	143,8	1055,41
2032	2	-	287,6	2110,82	2029	2	287,6	2110,82
2033	1	-	143,8	1055,41	2030	1	143,8	1055,41
2034	1	-	143,8	1055,41	2031	1	143,8	1055,41

Примечание: * - Ориентировочное количество выбросов ЗВ принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай»; ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.1 – 1.5.3.12)



В целях **доразведки месторождения** и уточнения контактов (ВНК и ГВК), на обоих участках (Восточный Мунайбай и Бахыт), планируется бурение трех оценочных скважин: двух на участке Восточный Мунайбай (LP-10 и LP-6) и одной на участке Бахыт (ВН-4), с проведением полного комплекса ГИС и опробованием перспективных пластов, отбором и исследованиями полученного флюида. Проектные годы бурения – 2025-2026 гг.

Оценочная скважина LP-10 закладывается на юго-востоке участка Восточный Мунайбай с проектной глубиной по абсолютной отметке минус 5150 м.

Оценочная скважина LP-6 закладывается в северной части участка Восточный Мунайбай, на южной периклинали поднятия, прослеживаемого по пермским горизонтам, с такой же проектной глубиной, равной минус 5150 м по абсолютной отметке ниже уровня моря.

С целью уточнения границ распространения залежей по площади и доразведки участка Бахыт, в т.ч. подтверждения запасов горизонтов Т-II и Т-IIIа, оцененных по категории С₂, рекомендуется бурение оценочной скважины ВН-4 с полным вскрытием триасовых отложений, проектная глубина составит около 4000 м.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве проектных оценочных скважин, согласно проекту-аналогу, представлено в таблице 1.8.1.2.7.

Таблица 1.8.1.2.7 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при бурении оценочных скважин на месторождении Мунайбай

Годы	Ввод оценочных скважин из бурения, ед.**	Выбросы ЗВ*	
		г/с	т/год
2025-2026	2 (LP-6 и ВН-4)	287,6	2110,82
2026	1 (LP-10)	143,8	1055,41

Примечание: * - Ориентировочное количество выбросов ЗВ принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай»; ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.7 Мероприятия по доразведке месторождения

В период реализации проекта предполагается проектирование и строительство наземных объектов и инфраструктуры на нефтегазоконденсатном месторождении Мунайбай.

Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при обустройстве месторождения Мунайбай, согласно проекту-аналогу, представлено в таблице 1.8.1.2.8.

Точные объемы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, образующиеся в период обустройства месторождения Мунайбай, с учетом размещения всех объектов системы сбора и подготовки, будут представлены на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

Таблица 1.8.1.2.8 – Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при обустройстве месторождения Мунайбай

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	КРС одной скважины		Вахтовый городок. Строительство		Вахтовый городок. Эксплуатация		Обустройство. Строительство		Обустройство. Эксплуатация	
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо)	-	-	0,000747	0,00529	-	-	0,116484	0,0124	-	-
0143	Марганец и его соединения	-	-	0,0001778	0,001259	-	-	0,009782	0,00106	-	-
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	4,05121	19,52058	0,1208533	0,685553352	0,120853333	4,101856	0,190527	0,151971	0,87839	19,78483
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,65831	3,1721	0,019638667	0,111399197	0,019638667	0,6665516	0,028088611	0,024373	0,14279	3,215053
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,26374	1,22005	0,0102667	0,0597849	0,010266667	0,35772	0,013411	0,013028	0,1461	1,74977
0330	Сера диоксид	0,63301	3,0501	0,016133333	0,08967735	0,018333333	0,53658	0,0202871	0,019632	0,1456	4,46057
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000024	0,000005	0,00000504	0,000001476	0,000009072	0,000004569	-	-	0,01397145	0,0029999
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3,27049	15,86044	0,105600825	0,597849297	0,1056	3,5772	0,47740728	0,16061845	1,77038	24,68342
0342	Фториды газообразные	-	-	-	-	-	-	0,00019	0,00002	-	-
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	-	-	-	-	-	-	0,000054	0,000002	-	-
0410	Метан	-	-	-	-	-	-	-	-	0,14218	1,23287
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	-	-	-	-	-	-	-	-	4,12844	5,1372965
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	-	-	-	-	-	-	-	-	1,455806	1,9016081
0602	Бензол	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0185042	0,009401615
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров)	-	-	0,0972	0,8276	-	-	1,7903	0,0746	0,00576992	0,0048952
0621	Метилбензол	-	-	0,01398	0,02232	-	-	0,0429	0,0015	0,0117386	0,003966733
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000065	0,0000336	0,00000019	0,000001096	0,00000019	0,0000065582	0,000000375	0,000000248	0,00000075	0,000027
0827	Хлорэтилен	-	-	0,0000003575	0,0000001287	-	-	0,0000097	0,000000195	-	-
1042	Буган-1-ол	-	-	0,00371	0,00649	-	-	-	-	-	-
1061	Этанол	-	-	0,00371	0,00649	-	-	-	-	-	-
1119	2-Этоксэтанол	-	-	0,00198	0,00346	-	-	-	-	-	-
1210	Бутилацетат	-	-	0,002707	0,004878	-	-	0,0083	0,0003	-	-



1325	Формальдегид (Метаналь)	0,06331	0,305	0,0022	0,01195698	0,0022	0,071544	0,0027517	0,0025846	0,0081	0,23828
1401	Пропан-2-он	-	-	0,00586	0,004226	-	-	0,018	0,0006	-	-
2750	Сольвент-нафта	-	-	0,02915	0,116235	-	-	-	-	-	-
2752	Уайт-спирит	-	-	0,081	1,027	-	-	0,1974	0,0363	-	-
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1,55174	7,34621	0,152302	0,3416665	0,056031	1,790228	0,26851	0,070769	0,193431	5,845964
2902	Взвешенные частицы	-	-	-	-	-	-	0,00622	0,0030144	-	-
2908	Пыль неорганическая: 70-20 % двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный месторождений)	-	-	0,10826	0,120898	-	-	0,44671	0,088953	-	-
2930	Пыль абразивная	-	-	-	-	-	-	0,004	0,002	-	-
	В С Е Г О:	10,4918405	50,4745186	0,7754822	4,04403628	0,3329323	11,10169073	3,641332766	0,663725893	9,06120192	68,27095205



1.8.1.3 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха, в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА Версия 3.0, реализующей основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия.

В соответствии с СанПиН № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 г., расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы должен быть произведен с учетом фоновых концентраций. В связи с тем, что в районе площади Мунайбай, РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов (справка РГП «Казгидромет» от 25.04.2024 г. представлена в Приложении 4), при расчете максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы были использованы данные, полученные в результате мониторинговых исследований воздушного бассейна на площади Мунайбай.

В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха на границах санитарно-защитной зоны (СЗЗ) площади Мунайбай за 2 квартал 2024 года, проведенные специалистами аккредитованной испытательной лаборатории ТОО «Тандем Эко», средние значения концентраций загрязняющих веществ составили:

Оксид углерода $0,2745 \text{ мг/м}^3$;



Диоксид азота	0,023 мг/м ³ ;
Оксид азота	0,023 мг/м ³ ;
Диоксид серы	0,024 мг/м ³ .

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат. Область моделирования представлена расчётным прямоугольником с размерами сторон 10800 x 7600 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 м.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлены в Приложении 2.

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

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрации загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблице 1.8.1.3.1.

Таблица 1.8.1.3.1 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование вещества	ПДК м.р., мг/м ³	ПДК с.с., мг/м ³	ОБУВ мг/м ³	Максимальное значение концентрации, доли ПДК	Концентрация на границе СЗЗ, доли ПДК
0301	Азота (IV) диоксид	0,2	0,04	-	0,1853	0,1456
0304	Азот (II) оксид	0,4	0,06	-	0,0151	0,0118
0328	Углерод	0,15	0,05	-	расчет нецелесообразен	
0333	Сероводород	0,008	-	-	0,2576	0,0105
0337	Углерод оксид	5,0	3,0	-	0,0094	0,0074
0410	Метан	-	-	50,0	расчет нецелесообразен	
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	-	-	50,0	0,4527	0,0074
0416	Смесь углеводородов предельных C ₆ -C ₁₀	-	-	30,0	0,2791	0,0066
0602	Бензол	0,3	0,1	-	0,3645	0,0060
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,2	-	-	0,1719	0,0028
0621	Метилбензол	0,6	-	-	0,1146	0,0019
0703	Бенз/а/пирен	-	0,000001	-	расчет нецелесообразен	
1325	Формальдегид	0,05	0,01	-	расчет нецелесообразен	
2754	Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	1,0	-	-	3,4672	0,1643
6037	Группа суммаций 0333+1325	-	-	-	0,2576	0,0105

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Мунайбай превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.



1.8.1.4 Санитарно-защитная зона

Санитарно-защитные зоны устанавливаются в местах проживания населения в целях охраны здоровья и безопасности населения.

Устройство санитарно-защитной зоны между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухоохраных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

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

Размер санитарно-защитной зоны месторождения Мунайбай принят 1000 м, как для предприятий, относящихся к I категории, 1 класса опасности по санитарной классификации производственных объектов (в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденные приказом И. о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2). (Заключения санитарно-эпидемиологической экспертизы представлены в Приложении 7).

Проектируемые сооружения являются одними из объектов месторождения, для которых установлена общая санитарно-защитная зона.

В районе расположения месторождения населенные пункты отсутствуют. Ближайшими населенными пунктами Мангистауской области являются село Боранкул – в 81 км к северо-востоку, административный центр Бейнеуского района - село Бейнеу находится в 112 км к юго-востоку от контрактной территории. Ближайший жилой населенный пункт в Атырауской области - аул Майкомген расположен на расстоянии 101 км от месторождения Мунайбай. В данном проекте по результатам предварительных расчетов выбросов и расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, при установлении размера санитарно-защитной зоны месторождения Мунайбай, равной 1000 метров, превышений предельно-допустимых концентраций вредных веществ (ПДК населенных мест) на границе санитарно-защитной зоны **не обнаружено**.



По результатам инструментальных замеров по мониторингу атмосферного воздуха (мониторинг воздействия), выбросы загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на границах СЗЗ месторождения Мунайбай в точках контроля **соответствуют** установленным санитарным нормативам и **не превышают** максимально разовых предельно-допустимых концентраций (ПДКм.р.) загрязняющих веществ ни по одному из определяемых ингредиентов, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

По каждому загрязняющему веществу в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны превышений ПДК населенных мест **не обнаружено, следовательно, и за ее пределами отрицательного воздействия не ожидается. Соответственно намечаемая деятельность не может оказать отрицательное воздействие на вышеуказанные населённые пункты.**

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

В дальнейшем будет составлена экологическая документация по уточненным данным месторождения, в которых на перспективу будут определены границы санитарно-защитной зоны месторождения с подтверждением расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и корректировкой по розе ветров в рамках «Проекта по установлению расчетной (предварительной) санитарно-защитной зоны» с получением необходимых разрешительных документов в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

1.8.1.5 Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ

Предварительные нормативы допустимых выбросов вредных веществ от источников загрязнения месторождения Мунайбай по 2 варианту разработки (рекомендуемый) на 2025-2029 гг. представлены в таблицах 1.8.1.5.1-1.8.1.5.5.

Таблица 1.8.1.5.1 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения Мунайбай на 2025 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		Год дос- тижения НДВ
		существующее положение		на 2025 год		г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,8	25,35576	2,8	25,35576	2025
Итого:		-	-	2,8	25,35576	2,8	25,35576	2025
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,8	25,35576	2,8	25,35576	2025
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,455	4,12031	0,455	4,12031	2025
Итого:		-	-	0,455	4,12031	0,455	4,12031	2025
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,455	4,12031	0,455	4,12031	2025
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,01944	0,18111	0,01944	0,18111	2025
Итого:		-	-	0,01944	0,18111	0,01944	0,18111	2025
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01944	0,18111	0,01944	0,18111	2025
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	



Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00011	0,25057	0,00011	0,25057	2025
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00009	0,20081	0,00009	0,20081	2025
Итого:		-	-	0,0002	0,45138	0,0002	0,45138	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0002	0,45138	0,0002	0,45138	2025
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	3,53333	31,87581	3,53333	31,87581	2025
Итого:		-	-	3,53333	31,87581	3,53333	31,87581	2025
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,53333	31,87581	3,53333	31,87581	2025
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,0081	0,25539	0,0081	0,25539	2025
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00644	0,20322	0,00644	0,20322	2025
Площадка газоконденсатных скважин	6003	-	-	0,0095	0,3004	0,0095	0,3004	2025
Итого:		-	-	0,02404	0,75901	0,02404	0,75901	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,02404	0,75901	0,02404	0,75901	2025
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00531	0,16739	0,00531	0,16739	2025
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00265	0,0837	0,00265	0,0837	2025
Итого:		-	-	0,00796	0,25109	0,00796	0,25109	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00796	0,25109	0,00796	0,25109	2025
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								



Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,0000005	0,0000004	0,0000005	0,0000004	2025
Итого:		-	-	0,0000005	0,0000004	0,0000005	0,0000004	2025
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000005	0,0000004	0,0000005	0,0000004	2025
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,00556	0,0483	0,00556	0,0483	2025
Итого:		-	-	0,00556	0,0483	0,00556	0,0483	2025
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00556	0,0483	0,00556	0,0483	2025
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,000000	18,11126	2,000000	18,11126	2025
Итого:		-	-	2,000000	18,11126	2,000000	18,11126	2025
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00783	0,24679	0,00783	0,24679	2025
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00391	0,1234	0,00391	0,1234	2025
Итого:		-	-	0,01174	0,37019	0,01174	0,37019	2025
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,011740	18,48145	2,011740	18,48145	2025
Всего по объекту:		-	-	69,535870	99,589142	69,535870	99,589142	2025
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	69,491930	97,757472	69,491930	97,757472	2025
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
V6	0001	-	-	2,778158	1,200164	2,778158	1,200164	2025
V7	0001	-	-	0,001826	0,056467	0,001826	0,056467	2025
V8	0001	-	-	3,472699	0,600082	3,472699	0,600082	2025
Итого:		-	-	6,252683	1,856714	6,252683	1,856714	2025



(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
V6	0001	-	-	0,451451	0,195027	0,451451	0,195027	2025
V7	0001	-	-	0,000297	0,009176	0,000297	0,009176	2025
V8	0001	-	-	0,564314	0,097513	0,564314	0,097513	2025
Итого:		-	-	1,016061	0,301716	1,016061	0,301716	2025
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
V7	0001	-	-	0,001521	0,047056	0,001521	0,047056	2025
Итого:		-	-	0,001521	0,047056	0,001521	0,047056	2025
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
V6	0001	-	-	23,151318	10,001370	23,151318	10,001370	2025
V7	0001	-	-	0,015213	0,470560	0,015213	0,470560	2025
V8	0001	-	-	28,939160	5,000687	28,939160	5,000687	2025
Итого:		-	-	52,105691	15,472617	52,105691	15,472617	2025
(0410) Метан (727*)								
V6	0001	-	-	0,578783	0,250034	0,578783	0,250034	2025
V7	0001	-	-	0,000380	0,011764	0,000380	0,011764	2025
V8	0001	-	-	0,723479	0,125017	0,723479	0,125017	2025
Итого:		-	-	1,302642	0,386815	1,302642	0,386815	2025
в том числе факелы:		-	-	60,678599	18,064918	60,678599	18,064918	2025
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,04394	1,83167	0,04394	1,83167	2025



Таблица 1.8.1.5.2 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения Мунайбай на 2026 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		Год дос- тижения НДВ
		существующее положение		на 2026 год				
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,800000	75,83998	2,800000	75,83998	2026
Итого:		-	-	2,800000	75,83998	2,800000	75,83998	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,800000	75,83998	2,800000	75,83998	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2026
Итого:		-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2026
Итого:		-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2026
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	



Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00011	0,25057	0,00011	0,25057	2026
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00009	0,20081	0,00009	0,20081	2026
Итого:		-	-	0,0002	0,45138	0,0002	0,45138	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0002	0,45138	0,0002	0,45138	2026
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2026
Итого:		-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2026
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,0081	0,25539	0,0081	0,25539	2026
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00644	0,20322	0,00644	0,20322	2026
Площадка газоконденсатных скважин	6003	-	-	0,0143	0,4505	0,0143	0,4505	2026
Итого:		-	-	0,02884	0,90911	0,02884	0,90911	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,02884	0,90911	0,02884	0,90911	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00531	0,16739	0,00531	0,16739	2026
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00265	0,0837	0,00265	0,0837	2026
Итого:		-	-	0,00796	0,25109	0,00796	0,25109	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00796	0,25109	0,00796	0,25109	2026
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								



Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,0000005	0,0000122	0,0000005	0,0000122	2026
Итого:		-	-	0,0000005	0,0000122	0,0000005	0,0000122	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000005	0,0000122	0,0000005	0,0000122	2026
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2026
Итого:		-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2026
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2026
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете)(10)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,000000	54,17141	2,000000	54,17141	2026
Итого:		-	-	2,000000	54,17141	2,000000	54,17141	2026
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00783	0,24679	0,00783	0,24679	2026
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00391	0,1234	0,00391	0,1234	2026
Итого:		-	-	0,01174	0,37019	0,01174	0,37019	2026
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,011740	54,5416	2,011740	54,5416	2026
Всего по объекту:		-	-	121,835397	261,663011	121,835397	261,663011	2026
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	121,786657	259,681241	121,786657	259,681241	2026
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
V7	0001	-	-	0,005465	0,171401	0,005465	0,171401	2026
V8	0001	-	-	11,635800	2,010666	11,635800	2,010666	2026
Итого:		-	-	11,641265	2,182067	11,641265	2,182067	2026
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								



V7	0001	-	-	0,000888	0,027853	0,000888	0,027853	2026
V8	0001	-	-	1,890817	0,326733	1,890817	0,326733	2026
Итого:		-	-	1,891705	0,354586	1,891705	0,354586	2026
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
V7	0001	-	-	0,004554	0,142834	0,004554	0,142834	2026
Итого:		-	-	0,004554	0,142834	0,004554	0,142834	2026
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
V7	0001	-	-	0,045542	1,428342	0,045542	1,428342	2026
V8	0001	-	-	96,964996	16,755551	96,964996	16,755551	2026
Итого:		-	-	97,010538	18,183894	97,010538	18,183894	2026
(0410) Метан (727*)								
V7	0001	-	-	0,001139	0,035709	0,001139	0,035709	2026
V8	0001	-	-	2,424125	0,418889	2,424125	0,418889	2026
Итого:		-	-	2,425263	0,454597	2,425263	0,454597	2026
в том числе факелы:		-	-	112,973326	21,317978	112,973326	21,317978	2026
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,04874	1,98177	0,04874	1,98177	2026



Таблица 1.8.15.3 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения Мунайбай на 2027 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		Год дос- тижения НДВ
		существующее положение		на 2027 год				
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,800000	75,83998	2,800000	75,83998	2027
Итого:		-	-	2,800000	75,83998	2,800000	75,83998	2027
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,800000	75,83998	2,800000	75,83998	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2027
Итого:		-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2027
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2027
Итого:		-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2027
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2027
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	



Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00011	0,25057	0,00011	0,25057	2027
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00009	0,20081	0,00009	0,20081	2027
Итого:		-	-	0,0002	0,45138	0,0002	0,45138	2027
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0002	0,45138	0,0002	0,45138	2027
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2027
Итого:		-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2027
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2027
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,0081	0,25539	0,0081	0,25539	2027
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00644	0,20322	0,00644	0,20322	2027
Площадка газоконденсатных скважин	6003	-	-	0,0143	0,4505	0,0143	0,4505	2027
Итого:		-	-	0,02884	0,90911	0,02884	0,90911	2027
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,02884	0,90911	0,02884	0,90911	2027
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00531	0,16739	0,00531	0,16739	2027
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00265	0,0837	0,00265	0,0837	2027
Итого:		-	-	0,00796	0,25109	0,00796	0,25109	2027
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00796	0,25109	0,00796	0,25109	2027
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								



Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,0000005	0,0000122	0,0000005	0,0000122	2027
Итого:		-	-	0,0000005	0,0000122	0,0000005	0,0000122	2027
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000005	0,0000122	0,0000005	0,0000122	2027
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2027
Итого:		-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2027
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2027
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,000000	54,17141	2,000000	54,17141	2027
Итого:		-	-	2,000000	54,17141	2,000000	54,17141	2027
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00783	0,24679	0,00783	0,24679	2027
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00391	0,1234	0,00391	0,1234	2027
Итого:		-	-	0,01174	0,37019	0,01174	0,37019	2027
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	2,011740	54,5416	2,011740	54,5416	2027
Всего по объекту:		-	-	135,621608	264,045268	135,621608	264,045268	2027
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	135,572868	262,063498	135,572868	262,063498	2027
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
V7	0001	-	-	0,005465	0,171401	0,005465	0,171401	2027
V8	0001	-	-	13,056448	2,256154	13,056448	2,256154	2027
Итого:		-	-	13,061913	2,427555	13,061913	2,427555	2027
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								



V7	0001	-	-	0,000888	0,027853	0,000888	0,027853	2027
V8	0001	-	-	2,121673	0,366625	2,121673	0,366625	2027
Итого:		-	-	2,122561	0,394478	2,122561	0,394478	2027
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
V7	0001	-	-	0,004554	0,142834	0,004554	0,142834	2027
Итого:		-	-	0,004554	0,142834	0,004554	0,142834	2027
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
V7	0001	-	-	0,045542	1,428342	0,045542	1,428342	2027
V8	0001	-	-	108,803736	18,801286	108,803736	18,801286	2027
Итого:		-	-	108,849278	20,229628	108,849278	20,229628	2027
(0410) Метан (727*)								
V7	0001	-	-	0,001139	0,035709	0,001139	0,035709	2027
V8	0001	-	-	2,720093	0,470032	2,720093	0,470032	2027
Итого:		-	-	2,721232	0,505741	2,721232	0,505741	2027
в том числе факелы:		-	-	126,759538	23,700236	126,759538	23,700236	2027
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,04874	1,98177	0,04874	1,98177	2027

Таблица 1.8.1.5.4 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения Мунайбай на 2028 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		Год дос- тижения НДВ
		существующее положение		на 2028 год		г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,8	75,83998	2,8	75,83998	2028
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	2,8	75,83998	2,8	75,83998	2028
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	2,8	75,83998	2,8	75,83998	2028
Итого:		-	-	8,4	227,51994	8,4	227,51994	2028
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	8,4	227,51994	8,4	227,51994	2028
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2028
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2028
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2028
Итого:		-	-	1,365	36,972	1,365	36,972	2028
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,365	36,972	1,365	36,972	2028
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2028
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2028
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2028
Итого:		-	-	0,05832	1,62513	0,05832	1,62513	2028
Неорганизованные источники								



Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,05832	1,62513	0,05832	1,62513	2028
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00011	0,25057	0,00011	0,25057	2028
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00009	0,20081	0,00009	0,20081	2028
Площадка газоконденсатных скважин	6003	-	-	0,0005	0,0145	0,0005	0,0145	2028
Итого:		-	-	0,0007	0,46588	0,0007	0,46588	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0007	0,46588	0,0007	0,46588	2028
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2028
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2028
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2028
Итого:		-	-	10,59999	286,02507	10,59999	286,02507	2028
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	10,59999	286,02507	10,59999	286,02507	2028
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	1,544	48,5553	1,544	48,5553	2028
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	1,544	48,5553	1,544	48,5553	2028
Резервуар хранения конденсата	0007	-	-	0,0074	0,1745	0,0074	0,1745	2028
Резервуар хранения конденсата	0008	-	-	0,0074	0,1745	0,0074	0,1745	2028
Стойк налива конденсата	0009	-	-	0,0013	0,0349	0,0013	0,0349	2028
Итого:		-	-	3,1041	97,4945	3,1041	97,4945	2028
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,0081	0,25539	0,0081	0,25539	2028
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00644	0,20322	0,00644	0,20322	2028



Площадка газоконденсатных скважин	6003	-	-	0,0334	1,0524	0,0334	1,0524	2028
Насос перекачки конденсата в автоцистерну	6004	-	-	0,00006	0,00201	0,00006	0,00201	2028
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00729	0,22994	0,00729	0,22994	2028
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,1069	3,3701	0,1069	3,3701	2028
Итого:		-	-	0,16219	5,11306	0,16219	5,11306	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,26629	102,60756	3,26629	102,60756	2028
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	0,5711	17,9586	0,5711	17,9586	2028
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	0,5711	17,9586	0,5711	17,9586	2028
Резервуар хранения конденсата	0007	-	-	0,2564	6,0607	0,2564	6,0607	2028
Резервуар хранения конденсата	0008	-	-	0,2564	6,0607	0,2564	6,0607	2028
Стояк налива конденсата	0009	-	-	0,0256	1,2121	0,0256	1,2121	2028
Итого:		-	-	1,6806	49,2507	1,6806	49,2507	2028
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00531	0,16739	0,00531	0,16739	2028
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00265	0,0837	0,00265	0,0837	2028
Насос перекачки конденсата в автоцистерну	6004	-	-	0,00222	0,06999	0,00222	0,06999	2028
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00142	0,04492	0,00142	0,04492	2028
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0395	1,2465	0,0395	1,2465	2028
Итого:		-	-	0,0511	1,6125	0,0511	1,6125	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,7317	50,8632	1,7317	50,8632	2028
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	0,00746	0,2345	0,00746	0,2345	2028
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	0,00746	0,2345	0,00746	0,2345	2028
Итого:		-	-	0,01492	0,469	0,01492	0,469	2028
Неорганизованные источники								
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00002	0,00059	0,00002	0,00059	2028
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0005	0,0163	0,0005	0,0163	2028
Итого:		-	-	0,00052	0,01689	0,00052	0,01689	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01544	0,48589	0,01544	0,48589	2028
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								



Резервуар хранения нефти	0005	-	-	0,00234	0,0737	0,00234	0,0737	2028
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	0,00234	0,0737	0,00234	0,0737	2028
Итого:		-	-	0,00468	0,1474	0,00468	0,1474	2028
Неорганизованные источники								
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00001	0,00018	0,00001	0,00018	2028
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0002	0,0051	0,0002	0,0051	2028
Итого:		-	-	0,00021	0,00528	0,00021	0,00528	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00489	0,15268	0,00489	0,15268	2028
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	0,00469	0,1474	0,00469	0,1474	2028
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	0,00469	0,1474	0,00469	0,1474	2028
Итого:		-	-	0,00938	0,2948	0,00938	0,2948	2028
Неорганизованные источники								
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2028
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0003	0,0102	0,0003	0,0102	2028
Итого:		-	-	0,00031	0,01057	0,00031	0,01057	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00969	0,30537	0,00969	0,30537	2028
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,0000005	0,000012	0,0000005	0,000012	2028
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,0000005	0,000012	0,0000005	0,000012	2028
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,0000005	0,000012	0,0000005	0,000012	2028
Итого:		-	-	0,0000015	0,000036	0,0000015	0,000036	2028
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000015	0,000036	0,0000015	0,000036	2028
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2028
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2028
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2028



Итого:		-	-	0,01668	0,43338	0,01668	0,43338	2028
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01668	0,43338	0,01668	0,43338	2028
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,0000	54,17141	2,0000	54,17141	2028
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	2,0000	54,17141	2,0000	54,17141	2028
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	2,0000	54,17141	2,0000	54,17141	2028
Резервуар хранения конденсата	0007	-	-	0,37796	8,9355	0,37796	8,9355	2028
Резервуар хранения конденсата	0008	-	-	0,37796	8,9355	0,37796	8,9355	2028
Стояк налива конденсата	0009	-	-	0,0378	1,7871	0,0378	1,7871	2028
Итого:		-	-	6,793720	182,17233	6,793720	182,17233	2028
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00783	0,24679	0,00783	0,24679	2028
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00391	0,1234	0,00391	0,1234	2028
Насос перекачки конденсата в автоцистерну	6004	-	-	0,00327	0,10319	0,00327	0,10319	2028
Итого:		-	-	0,01501	0,47338	0,01501	0,47338	2028
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	6,808730	182,64571	6,808730	182,64571	2028
Всего по объекту:		-	-	32,334711	891,908224	32,334711	891,908224	2028
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	32,104671	884,210664	32,104671	884,210664	2028
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
V7	0001	-	-	0,005436	0,171424	0,005436	0,171424	2028
Итого:		-	-	0,005436	0,171424	0,005436	0,171424	2028
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
V7	0001	-	-	0,000883	0,027856	0,000883	0,027856	2028
Итого:		-	-	0,000883	0,027856	0,000883	0,027856	2028
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
V7	0001	-	-	0,004530	0,142853	0,004530	0,142853	2028
Итого:		-	-	0,004530	0,142853	0,004530	0,142853	2028



(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
V7	0001	-	-	0,04529844	1,428531604	0,04529844	1,428531604	2028
Итого:		-	-	0,045298	1,428532	0,045298	1,428532	2028
(0410) Метан (727*)								
V7	0001	-	-	0,001132	0,035713	0,001132	0,035713	2028
Итого:		-	-	0,001132	0,035713	0,001132	0,035713	2028
в том числе факелы:		-	-	0,057280	1,806378	0,057280	1,806378	2028
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,230040	7,697560	0,230040	7,697560	2028



Таблица 1.8.15.5 – Предварительные нормативы загрязняющих веществ от источников загрязнения месторождения Мунайбай на 2029 год (2 вариант разработки – рекомендуемый)

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		Год дос- тижения НДВ
		существующее положение		на 2029 год		г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,8	75,83998	2,8	75,83998	2029
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	2,8	75,83998	2,8	75,83998	2029
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	2,8	75,83998	2,8	75,83998	2029
Итого:		-	-	8,4	227,51994	8,4	227,51994	2029
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	8,4	227,51994	8,4	227,51994	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2029
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2029
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,455	12,324	0,455	12,324	2029
Итого:		-	-	1,365	36,972	1,365	36,972	2029
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	1,365	36,972	1,365	36,972	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2029
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2029
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,01944	0,54171	0,01944	0,54171	2029
Итого:		-	-	0,05832	1,62513	0,05832	1,62513	2029
Неорганизованные источники								



Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,05832	1,62513	0,05832	1,62513	2029
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Организованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00011	0,25057	0,00011	0,25057	2029
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00009	0,20081	0,00009	0,20081	2029
Площадка газоконденсатных скважин	6003	-	-	0,0006	0,0186	0,0006	0,0186	2029
Итого:		-	-	0,0008	0,46998	0,0008	0,46998	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0008	0,46998	0,0008	0,46998	2029
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2029
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2029
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	3,53333	95,34169	3,53333	95,34169	2029
Итого:		-	-	10,59999	286,02507	10,59999	286,02507	2029
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	10,59999	286,02507	10,59999	286,02507	2029
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	3,0221	95,0407	3,0221	95,0407	2029
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	3,0221	95,0407	3,0221	95,0407	2029
Резервуар хранения конденсата	0007	-	-	0,0116	0,2745	0,0116	0,2745	2029
Резервуар хранения конденсата	0008	-	-	0,0116	0,2745	0,0116	0,2745	2029
Стойк налива конденсата	0009	-	-	0,0013	0,0549	0,0013	0,0549	2029
Итого:		-	-	6,0687	190,6853	6,0687	190,6853	2029
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,0081	0,25539	0,0081	0,25539	2029
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00644	0,20322	0,00644	0,20322	2029



Площадка газоконденсатных скважин	6003	-	-	0,0429	1,3531	0,0429	1,3531	2029
Насос перекачки конденсата в автоцистерну	6004	-	-	0,00006	0,00201	0,00006	0,00201	2029
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00729	0,22994	0,00729	0,22994	2029
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,1781	5,6168	0,1781	5,6168	2029
Итого:		-	-	0,24289	7,66046	0,24289	7,66046	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	6,31159	198,34576	6,31159	198,34576	2029
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	1,1178	35,1517	1,1178	35,1517	2029
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	1,1178	35,1517	1,1178	35,1517	2029
Резервуар хранения конденсата	0007	-	-	0,4033	9,5353	0,4033	9,5353	2029
Резервуар хранения конденсата	0008	-	-	0,4033	9,5353	0,4033	9,5353	2029
Стояк налива конденсата	0009	-	-	0,0403	1,9071	0,0403	1,9071	2029
Итого:		-	-	3,0825	91,2811	3,0825	91,2811	2029
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00531	0,16739	0,00531	0,16739	2029
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00265	0,0837	0,00265	0,0837	2029
Насос перекачки конденсата в автоцистерну	6004	-	-	0,00222	0,06999	0,00222	0,06999	2029
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00142	0,04492	0,00142	0,04492	2029
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0659	2,0774	0,0659	2,0774	2029
Итого:		-	-	0,0775	2,4434	0,0775	2,4434	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	3,16	93,7245	3,16	93,7245	2029
(0602) Бензол (64)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	0,0146	0,4591	0,0146	0,4591	2029
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	0,0146	0,4591	0,0146	0,4591	2029
Итого:		-	-	0,0292	0,9182	0,0292	0,9182	2029
Неорганизованные источники								
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00002	0,00059	0,00002	0,00059	2029
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0009	0,0271	0,0009	0,0271	2029
Итого:		-	-	0,00092	0,02769	0,00092	0,02769	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,03012	0,94589	0,03012	0,94589	2029
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								



Резервуар хранения нефти	0005	-	-	0,00459	0,1443	0,00459	0,1443	2029
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	0,00459	0,1443	0,00459	0,1443	2029
Итого:		-	-	0,00918	0,2886	0,00918	0,2886	2029
Неорганизованные источники								
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00001	0,00018	0,00001	0,00018	2029
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0003	0,0085	0,0003	0,0085	2029
Итого:		-	-	0,00031	0,00868	0,00031	0,00868	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,00949	0,29728	0,00949	0,29728	2029
(0621) Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Резервуар хранения нефти	0005	-	-	0,00918	0,2886	0,00918	0,2886	2029
Резервуар хранения нефти	0006	-	-	0,00918	0,2886	0,00918	0,2886	2029
Итого:		-	-	0,01836	0,5772	0,01836	0,5772	2029
Неорганизованные источники								
Площадка тестового сепаратора	6005	-	-	0,00001	0,00037	0,00001	0,00037	2029
Площадка нефтяных скважин	6006	-	-	0,0005	0,0171	0,0005	0,0171	2029
Итого:		-	-	0,00051	0,01747	0,00051	0,01747	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01887	0,59467	0,01887	0,59467	2029
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,0000005	0,000012	0,0000005	0,000012	2029
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,0000005	0,000012	0,0000005	0,000012	2029
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,0000005	0,000012	0,0000005	0,000012	2029
Итого:		-	-	0,0000015	0,000036	0,0000015	0,000036	2029
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,0000015	0,000036	0,0000015	0,000036	2029
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2029
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2029
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	0,00556	0,14446	0,00556	0,14446	2029



Итого:		-	-	0,01668	0,43338	0,01668	0,43338	2029
Неорганизованные источники								
Отсутствуют		-	-	-	-	-	-	
Итого:		-	-	-	-	-	-	
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	0,01668	0,43338	0,01668	0,43338	2029
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Организованные источники								
Газопоршневая электростанция	0002	-	-	2,0000	54,17141	2,0000	54,17141	2029
Газопоршневая электростанция	0003	-	-	2,0000	54,17141	2,0000	54,17141	2029
Газопоршневая электростанция	0004	-	-	2,0000	54,17141	2,0000	54,17141	2029
Резервуар хранения конденсата	0007	-	-	0,59466	14,0583	0,59466	14,0583	2029
Резервуар хранения конденсата	0008	-	-	0,59466	14,0583	0,59466	14,0583	2029
Стояк налива конденсата	0009	-	-	0,05947	2,8117	0,05947	2,8117	2029
Итого:		-	-	7,248790	193,44253	7,248790	193,44253	2029
Неорганизованные источники								
Площадка трехфазного тестового сепаратора	6001	-	-	0,00783	0,24679	0,00783	0,24679	2029
Площадка узла учета газа	6002	-	-	0,00391	0,1234	0,00391	0,1234	2029
Насос перекачки конденсата в автоцистерну	6004	-	-	0,00327	0,10319	0,00327	0,10319	2029
Итого:		-	-	0,01501	0,47338	0,01501	0,47338	2029
Всего по загрязняющему веществу:		-	-	7,263800	193,91591	7,263800	193,91591	2029
Всего по объекту:		-	-	37,291941	1042,675924	37,291941	1042,675924	2029
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	36,95400138	1031,574864	36,954001	1031,574864	2029
в том числе факелы								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
V7	0001	-	-	0,005436	0,171424	0,005436	0,171424	2029
Итого:		-	-	0,005436	0,171424	0,005436	0,171424	2029
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
V7	0001	-	-	0,000883	0,027856	0,000883	0,027856	2029
Итого:		-	-	0,000883	0,027856	0,000883	0,027856	2029
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
V7	0001	-	-	0,004530	0,142853	0,004530	0,142853	2029
Итого:		-	-	0,004530	0,142853	0,004530	0,142853	2029



(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
V7	0001	-	-	0,045298	1,428532	0,045298	1,428532	2029
Итого:		-	-	0,045298	1,428532	0,045298	1,428532	2029
(0410) Метан (727*)								
V7	0001	-	-	0,001132	0,035713	0,001132	0,035713	2029
Итого:		-	-	0,001132	0,035713	0,001132	0,035713	2029
в том числе факелы:		-	-	0,057280	1,806378	0,057280	1,806378	2029
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,337940	11,101060	0,337940	11,101060	2029



1.8.1.6 Оценка воздействия на атмосферный воздух

Проанализировав полученные результаты моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя шкалу масштабов воздействия (п.17.1 данного ОВВ), можно сделать вывод, что воздействие проектируемых работ на атмосферный воздух на месторождении Мунайбай будет следующим:

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

Для определения интегральной оценки воздействия (суммарная значимость воздействия) проектируемых работ на атмосферный воздух выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка воздействия составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

1.8.1.7 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

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

Мониторинг состояния атмосферного воздуха - система наблюдений за состоянием загрязнения атмосферного воздуха. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения.

Контроль над загрязнением атмосферного воздуха должен проводиться в соответствии с нормативами и законодательными актами Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в аккредитованной лаборатории, имеющей сертифицированное оборудование.

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

Мониторинговые наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения Мунайбай должны проводиться согласно утвержденной «Программе производственного экологического контроля при проведении работ на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum»».

Мониторинг воздействия

Воздействие на атмосферный воздух от источников загрязнения атмосферы, рассмотренных Программой, можно определить с помощью измерений приземных концентраций основных загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на подфакельных постах предприятия.

В соответствии с Программой в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из точек наблюдения на границе СЗЗ могут быть приняты: оксид углерода, оксид азота, диоксид азота, диоксид серы. Периодичность наблюдений – 1 раз в квартал.

При исследовании качества атмосферного воздуха должны проводиться метеорологические наблюдения: измерение температуры, относительной влажности воздуха, скорости и направления ветра, атмосферного давления, а также учитывалось общее состояние погоды (облачность, осадки и т.д.).

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

Подфакельные наблюдения

Отбор проб в зоне влияния факела на разных расстояниях от источника проводится для определения максимальных значений загрязняющих веществ и зоны распространения

примесей от него. Месторасположение точек, в которых проводится отбор проб воздуха, при подфакельных наблюдениях меняется в зависимости от направления факела.

Измерения концентраций при подфакельных наблюдениях проводятся на центральных (осевых) точках, расположенных по оси факела, и в точках, расположенных слева и справа от линии, перпендикулярной оси факела. Расстояние между точками зависит от ширины факела: по мере удаления от факела оно может колебаться от 50 до 300-400 м.

Мониторинг эмиссий

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

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов необходимо контролировать параметры газовой смеси (температуру, скорость, объем), которые, наряду с объемом выбросов, определяют концентрации загрязняющих веществ на источнике. Частота проведения контроля – 1 раз в квартал.

В число обязательных контролируемых веществ включены основные загрязняющие вещества – азота оксид, азота диоксид, серы диоксид, углерод (сажа), углерода оксид.

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

Автоматизированная система мониторинга эмиссий

Согласно п.4 ст.186 ЭК РК, мониторинг эмиссий в окружающую среду на объектах I категории должен включать в себя использование автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду.

Порядок ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссии в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля определяется «Правилами ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» № 208 от 22.06.2021 г..

При осуществлении автоматизированного мониторинга эмиссий при проведении производственного экологического контроля применяются средства измерения, имеющие действующий сертификат утверждения типа средств измерений, и прошедшие поверку в порядке в соответствии с пунктом 1 статьи 19 Закона Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений".

Автоматизированная система мониторинга эмиссий в окружающую среду в рамках производственного экологического контроля проводится оператором объекта путем установления средств измерений, осуществляющие непрерывные измерения количественных и качественных показателей на организованных источниках эмиссий, согласно разрабатываемого оператором объекта или сторонней организацией «Проекта автоматизированной системы мониторинга эмиссий», который является частью проектной документации по строительству и (или) эксплуатации или иных проектных документов для получения экологических разрешений.

Автоматизированная система мониторинга выбросов устанавливается на основных стационарных организованных источниках выбросов, соответствующих одному из следующих критериев:

- 1) валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу 500 и более тонн в год от одного стационарного организованного источника;
- 2) для источников на станциях, работающих на топливе, за исключением газа, с общей электрической мощностью 50 МВт и более, для котельных с тепловой мощностью 100 Гкал/ч и более; для источников энергопроизводящих организаций, работающих на газе, с общей электрической мощностью 500 МВт и более, для котельных с тепловой мощностью 1200 Гкал/ч и более.

Загрязняющие вещества, подлежащие к непрерывному мониторингу выбросов при условии наличия установленного норматива:

- 1) окислы азота (оксид и диоксид азота);
- 2) углерод оксид;
- 3) сера диоксид;
- 4) пыль (сажа, взвешенные частицы, РМ-2.5, РМ-10);
- 5) сероводород;
- 6) маркерные вещества производственного процесса.

Мониторинг выбросов на факельных установках осуществляется посредством контроля расхода, плотности и состава газа, направляемого на факел. Для контроля выбросов на факелах определяются следующие показатели:

- 1) объемный расход газа ($\text{м}^3/\text{час}$ или $\text{м}^3/\text{с}$);
- 2) плотность газа ($\text{кг}/\text{м}^3$);
- 3) состав (в мольных %) по анализатору следующих газов (в случае выбросов в объеме более 10 тонн в год): сероводород (H_2S), углерода оксид-сульфид (COS), углерода сульфид (сероуглерод – CS_2) и меркаптаны.

При выборе схемы размещения и установки точек контроля автоматизированной системы мониторинга и типов средств измерений проектные решения принимаются с учетом условий компоновки оборудования, типа технологического оборудования, его конструктивных особенностей, технологических параметров, требований безопасности, удобства обслуживания.

Место установки автоматизированной системы мониторинга эмиссии обеспечивает измерение показателей, на основании которых системой определяется количественные и качественные показатели загрязняющих веществ, нормируемые в соответствии с проектами нормативов эмиссий, и непрерывную передачу данных в технические средства фиксации.

В дальнейшем, рекомендуем предусмотреть автоматизированную систему мониторинга эмиссий в окружающую среду.

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

Водопотребление

Участок работ характеризуется отсутствием источников водоснабжения.

Для питьевых целей будет использоваться привозная бутилированная вода. Для хозяйственно-бытовых нужд будет использоваться привозная вода питьевого качества. Для производственных нужд будет использоваться техническая вода.

Качество питьевой воды должно отвечать требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода. Общие требования к организации и методам контроля качества» и качество воды используемой в хозяйственно-питьевых целях должно отвечать требованиям СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждённый Приказом Министра здравоохранения РК от 20.02.2023 г. №26. Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Контроль количества воды обеспечивается актами приема-передачи воды.

Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Бутилированная вода относится к пищевым продуктам. Безопасность и качество воды обеспечиваются предприятием-поставщиком в соответствии Законом Республики Казахстан от 21.07.2007 №301-3 «О безопасности пищевой продукции» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2023 г.).

Водоснабжение водой для технических нужд осуществляется транспортировкой автоцистернами из г. Кульсары или с. Боранколь на расстояние 120 км. Хранение технической воды предусмотрено в емкости объемом 130,0 м³ в количестве 2 ед. Водоснабжение пресной водой буровой бригады для хозяйственно-бытовых нужд и котельной установки осуществляется доставкой автоцистернами из г. Кульсары или с. Боранколь на расстояние 120 км. Хранение пресной воды осуществляется в емкости объемом 20,0 м³. Емкости хранения воды, используемые для хозяйственно-бытовых нужд, изготавливаются из нержавеющей стали.

Для противопожарных нужд используется емкость для воды V=50,0 м³ с двумя центробежными насосами и электроприводом к нему N=30 кВт (со встроенным рабочим баком).

Водоотведение

Отвод хозяйственно-бытовых стоков от санитарно-технических приборов жилых вагонов для персонала, осуществляется в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, откуда стоки вывозятся специальным автомобильным транспортом на специализированное предприятие на очистные сооружения по договору. Очистные сооружения на месторождении Мунайбай в настоящее время отсутствуют.

Септики после окончания работ очищаются, дезинфицируются и могут использоваться повторно. Территория расположения септиков подлежит засыпке и рекультивации. Договора на вывоз сточных вод будут заключаться до начала буровых работ. Кроме того, будут иметь место буровые сточные воды и технические сточные воды.

Технические сточные воды образуются при мытье оборудования, технических средств передвижения. По степени токсичности технические сточные воды будут менее опасными (следы нефтепродуктов), чем буровые сточные воды.

Наиболее рациональным направлением утилизации буровых сточных вод является максимально возможное вовлечение их в систему оборотного водоснабжения с ориентацией на повторное использование для технических нужд бурения.

Водоотведение производственных сточных вод будет осуществляться в металлические емкости, с последующим вывозом по договору в специализированную организацию.

Сбросы сточных вод от объектов непосредственно в водные объекты или на рельеф местности не предусматриваются.

В целях исключения подтопления административных зданий и жилых домов, для возможности отвода талых, грунтовых и дождевых вод, в дальнейшем, будет предусмотрено строительство сети арычно-лотковой и ливневой канализации, а также прокладка водопроводных труб (тубингов) под полотном с подводом к канализационным колодцам. Данный вид работ будет подробно рассмотрен в Проектах обустройства объектов месторождения Мунайбай.

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

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников ТОО «Lucent Petroleum» не имеет.

Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная вода.

На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Водоснабжение площадки бурения - привозное автоцистернами.

Водоснабжение буровой бригады водой для технических нужд осуществляется транспортировкой автоцистернами из г. Кульсары или с. Боранколь на расстояние 120 км. Водоснабжение пресной водой буровой бригады для хозяйственно-бытовых нужд и котельной установки осуществляется доставкой автоцистернами из г. Кульсары или с. Боранколь на расстояние 120 км.

Обслуживание работ по строительству скважин на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. Бригады и обслуживающий персонал будут проживать в передвижных вагончиках. Вагончики оборудованы душевой, умывальником, туалетом. Имеется столовая и прачечная.

Хозяйственно-бытовые стоки от полевого лагеря будут отводиться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями.

Объёмы воды на строительство одной скважины приняты в соответствии с техническим проектом на строительство.

1.8.2.3. Водный баланс объекта

Расчетное (нормативное) потребление воды для хозяйственно-бытовых нужд на месторождении Мунайбай выполнено на основании рекомендаций:

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

При расчете потребности в воде использованы следующие показатели:

- норма расхода воды на хозяйственные нужды – $0,12 \text{ м}^3/\text{сутки}$ на человека;
- расход воды на столовую при норме расхода $0,012 \text{ м}^3$ на одно условное блюдо в сутки;
- расход воды на прачечную – $0,04 \text{ м}^3$ на 1 кг сухого белья;
- норма потребления воды на питьевые нужды - 2 литра или $0,002 \text{ м}^3$ на человека в смену (бутилированная вода) согласно пункту 111 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям

производственного назначения» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № ҚР ДСМ-72;

- ориентировочное количество работающего персонала – 140 человек (согласно данным Заказчика).

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения представлены в таблице 1.8.2.3.1.

Таблица 1.8.2.3.1 – Ориентировочный баланс водопотребления и водоотведения

Потребитель	Ед. изм.	Количество, чел	Норма водопотребления, м ³ /сут	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут	м ³ /год	м ³ /сут	м ³ /год
Питьевые нужды	1 работающий	140	0,002	0,28	102,2	Безвозвратная вода	
Хозбытовые нужды	1 житель	140	0,12	16,8	6132	16,8	6132
Столовая	12 условных блюд в сутки	140	0,012	20,16	7358,4	20,16	7358,4
Прачечная	1кг сухого белья	140	0,04	5,6	2044	5,6	2044
Всего:				42,84	15636,6	42,56	15534,4
Непредвиденные расходы, 5%	-	-	-	2,142	781,83	2,128	776,72
Итого:				44,982	16418,43	44,688	16311,12

Примечание: Вода для питьевых нужд (бутилированная вода) после использования рабочим персоналом будет являться безвозвратной водой.

В рамках «Проекта разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины и строительстве бокового ствола скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай» и составят:

- Водопотребление - **64309,4005 м³**, из них: **на хозяйственно-питьевых нужды – 60956,82 м³/цикл, на технические нужды – 3352,5805 м³**.
- Водоотведение – **63681,02 м³**, из них: **на хозяйственно-питьевых нужды – 60956,82 м³/цикл, на технические нужды – 2724,2 м³**.

Вода на цементирование обсадных колонн (397,1 м³), установку цементных мостов (2,051 м³), на нужды котельной (225,6295 м³) и на увлажнение площадки скважины (3,6 м³) является безвозвратным водопотреблением.

В процессе буровых операций образуются буровые сточные воды. Количество образования буровых сточных вод при строительстве 1 проектной скважины ориентировочно составит **132,2519 м³**.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин и строительстве бокового ствола, в соответствии с количеством пробуриваемых скважин по всем вариантам разработки, представлены в таблице 1.8.2.3.2.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при расконсервации одной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным Индивидуальным техническим проектом «Восстановление из консервации, зарезка бокового ствола и наклонно-направленного бурения, спуск и цементирование обсадной колонны Ø177,8 мм скважины Бахыт-1 на площади Мунайбай», составят:

- Водопотребление – **35452,18 м³**, из них: *на хозяйственно-питьевых нужды – 7344,774 м³/цикл, на производственные нужды – 28077,406 м³, на противопожарные нужды – 30 м³.*
- Водоотведение – **7670,399 м³**, из них: *на хозяйственно-питьевых нужды – 7344,774 м³/цикл, на производственные нужды – 325,625 м³.*

Вода на цементирование обсадных колонн (22417 м³), установку цементных мостов (4015 м³), для приготовления бурового раствора (413,5 м³), для замены перфорационной жидкости на техническую воду (106 м³) и на нужды котельной (800,281 м³) является безвозвратным водопотреблением.

Точные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве скважин на месторождении Мунайбай будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Таблица 1.8.2.3.2 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении скважин на месторождении Мунайбай

Нефтяные залежи					Газоконденсатные залежи				
Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**		Водопотребление, м ³ *	Водоотведение, м ³ *	Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**	Бурение бокового ствола, ед.**	Водопотребление, м ³ *	Водоотведение, м ³ *
	Добывающие	Нагнетательные							
1 вариант разработки									
2027	3	-	192928,2015	191043,06	2025	1	-	64309,4005	63681,02
2029	2	-	128618,801	127362,04	2026	1	-	64309,4005	63681,02
2030	2	-	128618,801	127362,04	2027	2	1	192928,2015	191043,06
2031	2	-	128618,801	127362,04	2028	1	-	64309,4005	63681,02
2032	2	-	128618,801	127362,04	2029	1	-	64309,4005	63681,02
2033	2	-	128618,801	127362,04					
2034	1	-	64309,4005	63681,02					
2 вариант разработки - рекомендуемый									
2027	3	-	192928,2015	191043,06	2025	1	-	64309,4005	63681,02
2029	2	-	128618,801	127362,04	2026	1	-	64309,4005	63681,02
2030	2	-	128618,801	127362,04	2027	2	1	192928,2015	191043,06
2031	2	-	128618,801	127362,04	2028	1	-	64309,4005	63681,02
2032	2	-	128618,801	127362,04	2029	2	-	128618,801	127362,04
2033	1	-	64309,4005	63681,02	2030	1	-	64309,4005	63681,02
2034	1	-	64309,4005	63681,02	2031	1	-	64309,4005	63681,02
3 вариант разработки									
2027	3	-	192928,2015	191043,06	2025	1	-	64309,4005	63681,02
2029	3	-	192928,2015	191043,06	2026	1	-	64309,4005	63681,02
2030	3	-	192928,2015	191043,06	2027	2	1	192928,2015	191043,06
2031	3	-	192928,2015	191043,06	2028	2	-	128618,801	127362,04
2032	3	-	192928,2015	191043,06	2029	4	-	257237,602	254724,08
2033	2	1	192928,2015	191043,06	2030	2	-	128618,801	127362,04
2034	-	1	64309,4005	63681,02					
2035	-	1	64309,4005	63681,02					
2036	-	1	64309,4005	63681,02					
4 вариант разработки									
2027	3	-	192928,2015	191043,06	2025	1	-	64309,4005	63681,02
2029	2	-	128618,801	127362,04	2026	1	-	64309,4005	63681,02
2030	2	-	128618,801	127362,04	2027	2	1	192928,2015	191043,06
2031	2	-	128618,801	127362,04	2028	1	-	64309,4005	63681,02
2032	2	-	128618,801	127362,04	2029	2	-	128618,801	127362,04
2033	1	-	64309,4005	63681,02	2030	1	-	64309,4005	63681,02
2034	1	-	64309,4005	63681,02	2031	1	-	64309,4005	63681,02

Примечание: * - Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении скважин приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай»; ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.1 – 1.5.3.12)



В целях **доразведки месторождения** и уточнения контактов (ВНК и ГВК), на обоих участках (Восточный Мунайбай и Бахыт), планируется бурение трех оценочных скважин: двух на участке Восточный Мунайбай (LP-10 и LP-6) и одной на участке Бахыт (ВН-4), с проведением полного комплекса ГИС и опробованием перспективных пластов, отбором и исследованиями полученного флюида. Проектные годы бурения – 2025-2026 гг.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении оценочных скважин на месторождении Мунайбай, согласно проекту-аналогу, представлены в таблице 1.8.2.3.3.

Таблица 1.8.2.3.3 – Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении оценочных скважин на месторождении Мунайбай

Годы	Ввод оценочных скважин из бурения, ед.**	Водопотребление, м ³ *	Водоотведение, м ³ *
2025-2026	2 (LP-6 и ВН-4)	128618,801	127362,04
2026	1 (LP-10)	64309,4005	63681,02

Примечание: * - Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении оценочных скважин приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай»; ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.7 Мероприятия по доразведке месторождения

1.8.2.4 Оценка влияния объекта на подземные воды

Влияние проектируемых работ на подземные воды можно оценить как:

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

Таким образом, интегральная оценка воздействия составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

1.8.2.5 Анализ последствий возможного загрязнения и истощения подземных вод

Потенциальными источниками загрязнения подземных вод на нефтяных и газоконденсатных месторождениях могут быть неочищенные или недостаточно очищенные

производственные и бытовые сточные воды, промывочные жидкости, содержащие углеводородные соединения.

Техногенное воздействие сточных вод, как правило, сильно минерализованных, приводит к увеличению минерализации и общей жесткости подземных вод, проявляющейся в возрастании концентрации хлоридов, сульфатов, кальция, натрия и магния.

Также загрязнение подземных вод может происходить в результате фильтрационных утечек нефтепродуктов и химреагентов из емкостей и другого оборудования, фильтрационных утечек углеводородов из отходов, хранящихся на объектах складирования, не отвечающих экологическим требованиям.

Загрязнение подземных вод может быть обусловлено межпластовыми перетоками, нарушения герметичности сальников.

Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Поступление в подземные воды органических веществ со сточными водами, образующихся в процессе работ и от систем жизнедеятельности промысла, способствует интенсификации биохимических процессов, росту общей массы микроорганизмов, изменению состава и качества подземных вод, а также окислительно-восстановительных условий.

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

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

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

вод исходят из природных факторов защищенности, и, прежде всего из наличия в разрезе слабопроницаемых отложений.

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

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

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

Вместе с тем, как показывает мировая практика, мелкие технологические утечки происходят на любом производстве, где происходят технологические процессы, с которыми могут быть сопряжены возможные аварийные ситуации и отказы. В этом случае, главной задачей операторов является недопущение разлива углеводородного сырья и других загрязнителей на поверхность земли, где происходит загрязнение почв и инфильтрация стоков с атмосферными осадками до уровня грунтовых вод.

Для исключения этого вида воздействия все технологическое оборудование размещено на специально бетонированных площадках, исключающих попадание загрязнителя непосредственно на почвы и в грунтовые воды.

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

1.8.2.6 Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Мониторинг качественного состояния водных ресурсов - система наблюдений за состоянием качества поверхностных и подземных вод.

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

В целях определения влияния разработки на подземные воды рекомендуется ведение мониторинга состояния подземных вод, поэтому первоочередной задачей является наличие наблюдательной сети. Для целей заложения мониторинговых скважин проводится рекогносцировочное обследование территории их размещения. Координаты новых, предлагаемых к бурению наблюдательных скважин, должны быть уточнены при проведении работ.

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

Результаты мониторинга позволят своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности.

Мониторинговые работы по изучению состояния подземных вод должны включать в себя следующие виды и объемы работ:

- обследование территории месторождения;
- замеры уровней и температуры воды;
- промер глубин;
- прокачка скважин перед отбором проб;
- отбор проб и лабораторные исследования.

В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных и газоконденсатных месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ:

- pH, сухой остаток;
- макрокомпонентный состав подземных вод (карбонаты, гидрокарбонаты, сульфаты, хлориды, натрий+калий, магний, кальций, фториды, фосфаты);
- жесткость общая;
- нефтепродукты (сумма);
- фенолы;
- азот аммонийный, азот нитритный, азот нитратный;
- СПАВ, ХПК;
- металлы (As, Cr, Cu, Cd, Co, Pb, Zn, Fe, Ni, Al).

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

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных подземных вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

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

1.8.3 Оценка воздействия на недра

1.8.3.1. Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

Впервые оперативный подсчет запасов нефти и газа месторождения Мунайбай был проведен на основании результатов поисково-разведочных работ, проведенных в 2000-2008 гг., бурения и опробования разведочной скважины ВМ-1. Геологические и извлекаемые запасы нефти, газа и конденсата были посчитаны и утверждены на участке Восточный Мунайбай по состоянию на 09.12.2009 г. (протокол ГКЗ № 890-09-П от 09.12.2009 г.).

Запасы нефти, газа и конденсата оценивались по 6 залежам – 3 нефтяным в отложениях нижнего-среднего триаса, 3 газоконденсатным в артинских отложениях нижней перми.

В 2020 г. недропользователь получил разрешение компетентного органа на увеличение участка недр, включая площадь Бахыт, на которой в 2008-2009 гг. была пробурена скважина Бахыт-1.

В 2022 г. был выполнен отчет «О результатах переобработки и переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 3Д 2009-2012 годов, выполненных на площади Мунайбай и о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 3Д, выполненных на прилегающей площади Бахыт в 2021 году».

На основании данных материалов переинтерпретации сейсморазведочных работ 3Д 2022 г., результатов бурения скважин 1-Восточный Мунайбай (ВМ-1), LP-3, Бахыт-1 и ее бокового ствола Бахыт-1 БС, проведенного комплекса исследований по ранее пробуренным

скважинам, был составлен и утвержден «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай Мангистауской области Республики Казахстан (по состоянию изученности на 01.12.2022 г.) с ТЭО КИ».

Согласно Протоколу ГКЗ № 2520-23-У от 07.02.2023 г. подсчитанные геологические/извлекаемые запасы нефти и газа составили:

Участок Восточный Мунайбай

Нефти: по категории C_1 – 7194/2158 тыс. т

по категории C_2 – 25126/5277 тыс. т

Растворенного газа:

по категории C_1 – 1483/444 млн. м³

по категории C_2 – 5184/1089 млн. м³

Свободного газа:

по категории C_1 – 6686/5402 млн. м³

по категории C_2 – 177/100 млн. м³

Сухого газа:

по категории C_1 – 6426/5193 млн. м³

по категории C_2 – 170/96 млн. м³

Конденсата:

по категории C_1 – 1419/803 тыс. т

по категории C_2 – 37/14 тыс. т

Участок Бахыт

Свободного газа:

по категории C_1 – 3450/2595 млн. м³

по категории C_2 – 11108/5843 млн. м³

Сухого газа:

по категории C_1 – 3281/2467 млн. м³

по категории C_2 – 10564/5558 млн. м³

Конденсата:

по категории C_1 – 1055/608 тыс. т

по категории C_2 – 3395/1368 тыс. т

В таблице 1.8.3.1.1 приведены начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и растворенного в нефти газа участка Восточный Мунайбай, таблице 1.8.3.1.2 - начальные геологические и извлекаемые запасы газа и конденсата участка Бахыт, 1.8.3.1.3 - начальные геологические и извлекаемые запасы газа и конденсата участка Восточный Мунайбай.

Таблица 1.8.3.1.1 - Месторождения Мунайбай. Подсчет запасов нефти и растворенного газа участка Восточный Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.

Продуктивный горизонт	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Средневзв.нефг. толщина, м	Объем нефтенас. пород, тыс.м ³	Коэфф-ты, д.ед.			Плотность нефти в поверхн. усл., г/см ³	Геологические запасы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти	Извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Газосодержание, м ³ /т	Геолог.запасы раств.газа, млн.м ³	Извлек.запасы раств.газа, млн.м ³
						пористости	нефтенасыщен-ности	пересчетный							
Т-II	ВМ НЗ	C ₁	1737	9.6	16675	0.13	0.66	0.643	0.903	830	0.300	249	206.3	171	51
	ВМ ВНЗ	C ₁	1393	8.2	11423	0.13	0.66	0.643	0.903	569	0.300	171	206.3	117	35
	ВМ НЗ	C ₂	4102	9.7	39789	0.13	0.66	0.643	0.903	1981	0.210	416	206.3	409	86
	ВМ ВНЗ	C ₂	8713	4.4	38337	0.13	0.66	0.643	0.903	1909	0.210	401	206.3	394	83
	ВСЕГО Т-II	C ₁	3130	9.0	28098					1399		420		288	86
		C ₂	12815	6.1	78126					3890		817		803	169
Т-IIIa	ВМ НЗ	C ₁	4502	18.2	81936	0.12	0.85	0.643	0.892	4791	0.300	1437	206.3	988	296
	ВМ ВНЗ	C ₁	2020	8.5	17170	0.12	0.85	0.643	0.892	1004	0.300	301	206.3	207	62
	ВМ НЗ	C ₂	6702	17.8	119296	0.12	0.85	0.643	0.892	6976	0.210	1465	206.3	1439	302
	ВМ ВНЗ	C ₂	7339	8.8	64583	0.12	0.85	0.643	0.892	3776	0.210	793	206.3	779	164
	Итого Т-IIIa	C ₁	6522	15	99106					5795		1738		1195	358
		C ₂	14041	13.1	183879					10752		2258		2218	466
Т-IIIб	ВМ НЗ	C ₂	6314	6.9	43567	0.10	0.84	0.643	0.936	2201	0.210	462	206.3	454	95
	ВМ ВНЗ	C ₂	11692	3.1	36245	0.10	0.84	0.643	0.936	1831	0.210	385	206.3	378	79
	ВСЕГО Т-IIIб	C ₂	18006	4.4	79812					4032		847		832	174
Т-IV	ВМ НЗ	C ₂	5809	13.3	77260	0.09	0.85	0.643	0.936	3555	0.210	747	206.3	733	154
	ВМ ВНЗ	C ₂	9540	6.6	62964	0.09	0.85	0.643	0.936	2897	0.210	608	206.3	598	126
	ВСЕГО Т-IV	C ₂	15349	9.1	140224					6452		1355		1331	280
Итого по триасовым залежам		C ₁								7194		2158		1483	444
		C ₂								25126		5277		5184	1089

Таблица 1.8.3.1.2 - Месторождения Мунайбай. Подсчёт начальных геологических и извлекаемых запасов газа и конденсата участка Бахыт по состоянию на 01.12.2022 г.

Продуктивный горизонт	Участок /блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	Газонасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент пористости, дед.	Коэффициент газонасыщенности, дед.	Начальн. пластовое давление, атм	Поправка		Коэффициент перевода	Геологические запасы газа, млн.м ³	КИГ	Извлекаемые запасы пластового газа, млн м ³	Мольная доля сухого газа, дед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м3	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³	Потенц. содерж. стабильн. конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения конден.	Начальные запасы конденсата, тыс.т		
										на отклон. от закона Бойля-Мариотта	температурная										геолог.	извлек.	
Т-II	Бахыт	Г	C ₁	1953	24.6	48044	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	1445	0.752	1087	0.951	1374	1033	305.8	0.576	442	255	
		ГВ	C ₁	5510	12.1	66671	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	2005	0.752	1508	0.951	1907	1434	305.8	0.576	613	353	
		Г	C ₂	706	25.1	17721	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	533	0.526	280	0.951	507	267	305.8	0.403	163	66	
		ГВ зап	C ₂	1946	2.4	4670	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	140	0.526	74	0.951	133	70	305.8	0.403	43	17	
		ГВ цент	C ₂	429	12.4	5320	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	160	0.526	84	0.951	152	80	305.8	0.403	49	20	
		ГВ вост	C ₂	6447	8.3	53510	0.15	0.70	419	0.926	0.761	0.97	1609	0.526	846	0.951	1530	805	305.8	0.403	492	198	
		Всего	C ₁	7463	15.4	114715								3450		2595		3281	2467			1055	608
C ₂			9528	8.5	81221								2442		1284		2322	1222			747	301	
Т-IIIa		ГЗ	C ₂	8366	12.9	107921	0.11	0.78	450	0.870	0.761	0.97	2676	0.526	1408	0.951	2545	1339	305.8	0.403	818	330	
		ГВЗ	C ₂	12110	5.2	62972	0.11	0.78	450	0.870	0.761	0.97	1561	0.526	821	0.951	1485	781	305.8	0.403	477	192	
		Всего	C ₂	20476	8.3	170893								4237		2229		4030	2120			1295	522
Т-IIIб		ГЗ	C ₂	393	23.0	9039	0.11	0.88	450	0.870	0.761	0.97	253	0.526	133	0.951	241	127	305.8	0.403	77	31	
		ГВЗ	C ₂	6756	9.9	66884	0.11	0.88	450	0.870	0.761	0.97	1871	0.526	984	0.951	1779	936	305.8	0.403	572	231	
		Всего	C ₂	7149	10.6	75923								2124		1117		2020	1063			649	262
Т-IV		ГЗ	C ₂	154	22.0	3388	0.11	0.86	450	0.870	0.761	0.97	93	0.526	49	0.951	88	46	305.8	0.403	28	11	
		ГВЗ	C ₂	7854	10.3	80896	0.11	0.86	450	0.870	0.761	0.97	2212	0.526	1164	0.951	2104	1107	305.8	0.403	676	272	
		Всего	C ₂	8008	10.5	84284								2305		1213		2192	1153			704	283
ИТОГО триас			C ₁										3450		2595		3281	2467		0.576	1055	608	
			C ₂											11108		5843		10564	5558			3395	1368

Таблица 1.8.3.1.3 - Месторождения Мунайбай Подсчёт начальных геологических и извлекаемых запасов газа и конденсата участка Восточный Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.

Продуктивный горизонт	Участок /блок	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь продуктивности, тыс.м ²	Среднезв. газонас. толщина, м	Газонасыщенный объем, тыс.м ³	Коэффициент пористости, д.ед.	Коэффициент газонасыщенности, д.ед.	Начальн. пластовое давление, атм	Поправка		Коэффициент перевода	Геологические запасы газа, млн.м ³	КИГ	Извлекаемые запасы пластового газа, млн м ³	Мольная доля сухого газа, д.ед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м3	Извлекаемые запасы сухого газа, млн.м ³	Потенц. содерж. стабильн. конденсата, г/м ³	Коэффициент извлечения конден.	Начальные запасы конденсата, тыс.т	
										на отклон. от закона Бойля-Мариотта	температурная										геол.	извл.
КТ-I-верх	II	Г	C ₁	454	40.1	18205	0.08	0.84	536.8	0.813	0.735	0.97	381	0.808	308	0.961	366	296	212.2	0.566	81	46
		ГВ	C ₁	5153	19.6	100999	0.08	0.84	536.8	0.813	0.735	0.97	2112	0.808	1706	0.961	2030	1640	212.2	0.566	448	254
		Всего C ₁		5607	21.3	119204							2493		2014		2396	1936			529	300
	III	Г	C ₁	1540	26.0	40040	0.07	0.89	536.8	0.813	0.735	0.97	776	0.808	627	0.961	746	603	212.2	0.566	165	93
		ГВ	C ₁	7716	14.4	111110	0.07	0.89	536.8	0.813	0.735	0.97	2154	0.808	1740	0.961	2070	1673	212.2	0.566	457	259
		Всего C ₁		9256	16.3	151150							2930		2367		2816	2276			622	352
	Итого КТ-I-верхний		C ₁	14863	18.2	270355							5423		4381		5212	4212			1151	652
КТ-I-нижний	II	Г	C ₁	676	35.3	23863	0.09	0.69	554.4	0.800	0.734	0.97	468	0.808	378	0.961	450	364	212.2	0.566	99	56
		ГВ	C ₁	1489	18.6	27695	0.09	0.69	554.4	0.800	0.734	0.97	543	0.808	439	0.961	522	422	212.2	0.566	115	65
		Всего C ₁		2165	23.8	51558							1011		817		972	786			214	121
	III	Г	C ₁	584	17.5	10220	0.08	0.65	554.4	0.800	0.734	0.97	168	0.808	136	0.961	161	130	212.2	0.566	36	20
		ГВ	C ₁	441	11.6	5116	0.08	0.65	554.4	0.800	0.734	0.97	84	0.808	68	0.961	81	65	212.2	0.566	18	10
		Всего C ₁		1025	15.0	15336							252		204		242	195			54	30
	Итого КТ-I-нижний		C ₁	3190		66894							1263		1021		1214	981			268	151
КТ-IIa	II	Г	C ₂	1305	4.3	5612	0.07	0.61	569	0.787	0.733	0.97	76	0.565	43	0.961	73	41	212.2	0.396	16	6
		ГВ	C ₂	2846	2.6	7400	0.07	0.61	569	0.787	0.733	0.97	101	0.565	57	0.961	97	55	212.2	0.396	21	8
		Всего C ₂		4151	3.1	13011							177		100		170	96			37	14
ИТОГО пермь	C ₁												6686	0.808	5402		6426	5193		0.566	1419	803
	C ₂												177		100		170	96			37	14

1.8.3.2 Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

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

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровеньнезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На стадии эксплуатации 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, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
- химическим загрязнением почв, грунтов, подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, технологическими отходами.

Согласно законодательству Республики Казахстан в области охраны недр следует выделить следующие аспекты:

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

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием 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 и нагнетательные скважины являются капитальными сооружениями, рассчитанными на длительный срок эксплуатации, необходимо принимать меры по защите от коррозионного и эрозионного воздействия среды основного элемента скважин – эксплуатационных колонн. Нарушение герметичности колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

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

- ⊕ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении 1 км от линейного объекта.
- ⊕ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- ⊕ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы, отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как **воздействие высокой значимости** (28-64) – имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды.

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

1.8.3.3 Рекомендации по составу и размещению режимной сети скважин для изучения, контролю и оценке состояния горных пород

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

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

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

Геодинамический контроль проводится с начала разработки месторождения, т.е. ведется учет добываемой продукции, замеряются устьевые давления, проводятся газодинамические и гидродинамические исследования, замеряются пластовые давления и

проводится оценка текущего энергетического состояния залежи, замеряется пластовая температура.

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

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

1.8.4 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

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

К основным факторам негативного потенциального воздействия при разработке месторождения Мунайбай на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

- *изъятие земель* для добывающих скважин, дорог, расположение технологического оборудования, места складирования и хранения отходов производства и другие инженерно-технические сооружения;
- *механические нарушения* почвенного покрова при езде по бездорожью и не санкционированным дорогам, при установке технологического оборудования и строительстве скважин;
- *загрязнение* почв нефтепродуктами и сопутствующими токсичными химическими веществами вследствие утечек углеводородного сырья при технологических операциях, отходами производства и потребления и т.д.

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение Мунайбай расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами. Почва территории месторождения в основном сильно засолена и обладает очень низкими запасами гумуса.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, а также через атмосферу при сжигании попутных газов. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Вредное действие на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др. Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднedisперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

Влияние проектируемых работ на почвенные ресурсы можно оценить как:

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

Таким образом, интегральная оценка воздействия составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

1.8.4.2 Организация экологического мониторинга почв

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.

Целью мониторинга состояния почвенного покрова является получение аналитической информации о состоянии почвы для оценки влияния предприятия на ее качество.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля при проведении работ на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum»».

Мониторинг воздействия на почвенный покров планируется проводить в зоне воздействия производства, т.е. на территории промышленных площадок и на границе СЗЗ

для определения фоновых показателей. Мониторинг почв включает в себя ведение визуальных наблюдений за соблюдением технологического процесса выполнения работ и состоянием почвенного покрова и отбором проб.

Пробы почвенного субстрата с территории промплощадки будут отбираться в соответствии с «Методическими указаниями по геоэкологическим исследованиям и картографированию» и «Методическим руководством по геохимическому изучению источников загрязнения» методом «конверта».

Отбор проб производится из центра и углов квадратной площадки из наименее загрязненных и механически не нарушенных участков. Точечные пробы с углов и центра площадки будут объединяться, вес пробы после квартования будет составлять 200 г. Отобранные образцы будут анализироваться в аккредитованной лаборатории.

Точки отбора проб: СЗЗ – 1000 м от места проведения работ (фоновые исследования), площадка скважины, место сбора отходов, емкости для дизтоплива, факельная площадка.

Контролируемые параметры при мониторинге почв: свинец; цинк, кадмий, медь и нефтепродукты. Периодичность - 1 раз в год.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами: «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.). Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

Анализы проб почв проводят в лабораториях, аккредитованных в порядке, установленном законодательством РК. Объективность результатов мониторинга повышается по мере увеличения длительности периода наблюдений, получения новых данных в процессе дальнейшего ведения мониторинга.

1.8.5 Оценка воздействия на растительность

1.8.5.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Растительность массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.).

Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.

Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния месторождений. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно имеет место на территории месторождений. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождений, периодически испытывает в процессе работ воздействие нефтяных газов.

Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодных-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что месторождения находятся на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки.

Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противозрозионную и ландшафтостабилизирующую.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

1.8.5.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Основными функциями естественного растительного покрова являются две: ландшафтостабилизирующая и ресурсная, которые могут рассматриваться как определяющие при выборе путей использования и охраны растительности. Нарушение ландшафтостабилизирующей функции всегда проявляется в усилении негативных явлений, например, активизации процессов денудации и дефляции.

Влияние на растения проявляется в первую очередь на биохимическом и физиологическом уровнях: снижается интенсивность фотосинтеза, содержание углерода, хлорофилла, нарушается азотный и углеводный обмен, в зоне сильных газовых воздействий на 20-25 % повышается интенсивность дыхания, возрастает интенсивность транспирации.

Основными факторами воздействия на растительность при разработке и эксплуатации месторождения будут являться:

1. *Механические нарушения*, связанные со строительными, земляными работами при строительстве зданий, сооружений, коммуникаций, а также установкой технологического оборудования. Сильные нарушения непосредственно в местах строительства всегда сопровождаются менее сильными, но большими по площади нарушениями на прилегающих территориях и являются одним из самых мощных факторов полного уничтожения растительности, так как в пустынной зоне плодородный слой почвы ничтожно мал. Вследствие лёгкого механического состава нижних горизонтов и природно-климатических особенностей региона (недостаток влаги, активная ветровая деятельность) почвенный покров

подвержен дефляции, препятствующей укоренению растений, поэтому зарастание практически отсутствует. Мощным лимитирующим фактором поселения растений является сильное засоление почвогрунтов. Но в то же время однолетнесолянковые группировки на нарушенном субстрате имеют лучшую жизненность и проективное покрытие, чем в естественных травостоях.

2. Дорожная дигрессия. Дорожная сеть является линейно-локальным видом воздействия, характеризующимся полным уничтожением растительности по трассам автодорог или колеям несанкционированных, временных дорог, запылением и загрязнением выхлопными газами растений вдоль трасс. Наиболее интенсивно это может проявляться при строительстве скважин и в районе расположения вахтового поселка.

3. Загрязнение растительности. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на месторождении являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин и бурении скважин, места складирования отходов и др. Растительный покров полосы отвода месторождения в той или иной степени испытывает постоянное химическое воздействие загрязняющих веществ: нефти, газа, продуктов их сгорания и выхлопных газов автомашин.

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью эоловых форм рельефа.

Тонкодисперсный, пылеватый материал выносится с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждается в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений

затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждением, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдаются лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).

Влияние проектируемых работ на растительность можно оценить как:

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

Таким образом, интегральная оценка воздействия составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

1.8.5.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

Наиболее важными природоохранными мероприятиями при проведении планируемых работ будут являться:

- применение современных технологий;
- организация и проведение работ по предупреждению аварийных ситуаций;
- полная герметизация технологических трубопроводов, визуальный и приборный контроль швов, стыковочных и иных соединений;
- защита оборудования от коррозии;
- планово-предупредительные ремонтные работы и обследование состояния оборудования;
- сбор и вывоз с территории месторождения отходов.

Мероприятия по снижению негативного воздействия на растительный покров должны обуславливать минимизацию экологического риска, недопущение изменения экологического равновесия.

Защита растительного покрова обеспечивается за счет строгого соблюдения технологии проведения работ и предотвращения аварийных ситуаций, оперативного устранения последствий в случае их возникновения.

Учитывая слабые компенсационные возможности местной флоры и экстремальные природные условия, предусмотрены мероприятия, направленные на защиту растительного покрова при механическом воздействии:

- регулярное техническое обслуживание транспорта, техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей.

Несмотря на предусмотренные многочисленные меры и ограничения, направленные на предотвращение негативных последствий антропогенного воздействия на растительность, и на регламентирование норм отвода земель для работ, опыт показывает, что реальные нарушения растительного покрова на практике возможны.

Для эффективной охраны почвенно-растительного покрова от механических нарушений и загрязнения и сведения к минимуму их негативных последствий необходимо проведение следующих мероприятий:

- все работы, связанные с технологическими процессами, проводятся только в пределах оборудованных площадок, а проезд транспортной техники по бездорожью исключается;
- необходимо неукоснительное соблюдение санитарно-гигиенических требований, норм по хранению ГСМ, правильного хранения и своевременного вывоза отходов. Хозяйственно-бытовые и другие стоки собираются в резервуары, а твердые отходы складироваться в контейнеры для дальнейшей транспортировки к местам накопления стоков и полигонам захоронения;
- контроль за неукоснительным соблюдением графика проведения всех технологических операций, предусмотренных проектом, обеспечения нормального безаварийного функционирования всех производственных объектов, а также строгое следование предусмотренным проектом мер по минимизации негативного воздействия на растительный покров.

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 и места концентрации животных

Животный мир в регионе контрактной территории довольно скуден. Среди фоновых видов млекопитающих преобладают грызуны и мелкие хищники.

Сохранение биологического разнообразия природных угодий засушливых земель представляет одну из центральных проблем природопользования в зоне пустынь. Мероприятия, направленные на сохранение животного мира, должны проводиться уже с самых первых шагов по освоению ресурсов пустыни, включая этап предварительного исследования.

Главным экологическим последствием чрезмерного воздействия человека на природную среду стало обеднение и флоры, и фауны. Вследствие антропогенного воздействия изменилась структура зооценозов: наряду с обеднением видового состава и уменьшением общей численности животных относительно более многочисленными стали эврибиотические пластичные виды.

Последствия наблюдаемых изменений фауны предсказуемы:

- ✓ Обеднение фауны, в целом, снижает возможности использования зоологических ресурсов, в общем;

- ✓ Общее сокращение численности насекомых и других беспозвоночных (Intertebrata) влечет значительное уменьшение численности ценных промысловых животных, поскольку многие из них питаются беспозвоночными;
- ✓ Изменение структуры зооценозов по линии возрастания числа и численности эврибионтных пластичных видов, среди которых много вредителей, приводит к большим убыткам в сельском, рыбном и охотничьем хозяйствах.

Среди основных факторов воздействия на животных, при всех видах работ на месторождении, можно выделить следующие, действующие на ограниченных участках:

- ❖ механическое воздействие при строительных и дорожных работах;
- ❖ временная или постоянная утрата мест обитания;
- ❖ химическое загрязнение почв и растительности;
- ❖ причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения и т.д.

Влияние производственных работ на месторождении неоднозначно сказывается на фауне региона. Большое влияние на фауну оказывают строительные работы, связанные с прокладкой дорог, трубопроводов, линий электропередач, установкой технологического оборудования на месторождении и т.д. Они создают условия для проникновения в естественные ландшафты чуждых элементов, которые могут оказать неблагоприятное воздействие на аборигенную фауну.

Для большинства животных наиболее губительным антропогенным фактором является нарушение почвенно-растительного покрова, загрязнение грунтов и растительности конденсатом, высокий фактор беспокойства, возникающий при движении автотранспорта и работе технологического оборудования, вследствие чего происходит вытеснение их из ближайших окрестностей, снижается плотность населения групп животных вплоть до исчезновения.

Наличие на рассматриваемой территории природно-очаговых и паразитарных инфекций потребует проведения соответствующих санитарно-эпидемиологических и профилактических мероприятий, обеспечивающих ограничение природных резервуаров инфекций и их влияние на состояние здоровья населения на данной территории.

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при разработке месторождений, можно условно подразделить на прямые и косвенные. *Прямые воздействия* обуславливаются созданием искусственных препятствий: шумом транспортных средств и бесконтрольным отстрелом диких животных. *Косвенные воздействия* обуславливаются сокращением пастбищных площадей в результате эрозионных

и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова и пожаров, загрязнение атмосферы и грунтовой среды.

Влияние проектируемых работ на животный мир можно оценить как:

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

Таким образом, интегральная оценка воздействия составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

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

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений 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 стадии 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 насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. При этом 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.

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.

В период планируемых работ некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены на ближайшие территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

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

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

1.8.6.3 Мероприятия по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие

На исследуемой территории не выявлено местообитаний ценных видов птиц, млекопитающих.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду настоящим проектом учтены требования ст.245 ЭК РК, а также в соответствии с требованиями ст.17 ЗРК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» и п.2 ст.78 ЗРК «Об особо охраняемых природных территориях» разработаны следующие мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира при проведении планируемых работ:

- соблюдение норм шумового воздействия и максимально возможное снижение шумового фактора на окружающую фауну;

- соблюдение норм светового воздействия и максимально возможное снижение светового фактора на окружающую фауну;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники;
- организация и проведение работ по предупреждению аварийных ситуаций;
- запрет несанкционированной охоты, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- ограждение территории, исключающее случайное попадание на промплощадку животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных;
- обязательное осуществление всего комплекса работ по технической рекультивации;
- проведение просветительской деятельности экологических норм и правил для персонала, экологическое просвещение и обучение сотрудников компании. Разработка наглядных материалов для обучения персонала бережному отношению к окружающей природной среде.

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

Шум

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

Производственные работы на месторождении Мунайбай являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

Допустимые уровни звука согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №ҚР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.1.

Таблица 1.8.7.1.1 – Допустимые уровни звука

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

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Вибрация



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

Воздействие оборудования, которое смонтировано на бетонных фундаментах, не будет превышать допустимые нормы.

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

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

Допустимые уровни вибрации согласно приложению 5 к Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г. представлены в таблице 1.8.7.1.2.

Таблица 1.8.7.1.2 – Допустимые уровни вибрации

Наименование помещений, рабочих мест	Уровни виброускорения (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическим значением, Гц						Корректированные уровни виброускорения, дБ
	2	4	8	16	31,5	63	
Рабочие места в машинных помещениях технологического назначения, энергетическом отделении, центральном посту управления, помещениях технологического комплекса, на пищеблоке	103	100	101	106	112	118	100
Рабочие места в служебных, административных, административно-хозяйственных помещениях, аналитических и исследовательских лабораториях	98	95	96	101	107	113	95
Общественные помещения	95	92	93	98	104	110	92
Жилые помещения и помещения медицинского назначения	91	88	89	94	100	106	88

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

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.

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

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

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

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

Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей согласно «Гигиеническим нормативам к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г. приведены в таблице 1.8.7.1.3.

Таблица 1.8.7.1.3 - Предельно-допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты для населения

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

	пребыванием людей	

Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на месторождении Мунайбай это: линии электропередач, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны. При работе персонала соблюдаются все правила и требования при работе с указанным оборудованием. В этом случае можно избежать заболеваний, связанных с влиянием электромагнитных полей.

1.8.7.2 Мониторинг физических факторов

Оценка уровней шума на территории объектов месторождения Мунайбай осуществлялись во 2 квартале 2024 г. Измерения проводились согласно следующим нормативным документам: «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г., Приказ Министра здравоохранения РК №ҚР ДСМ-72 от 03.08.2021 г.

Результаты замеров уровней шума, проведенных на территории объектов месторождения Мунайбай во 2 квартале 2024 года, представлены в таблице 1.8.7.2.1.

Таблица 1.8.7.2.1 – Результаты замеров уровней шума во 2 квартале 2024 года

Наименование физического фактора, единица измерения	Норма ПДУ, дБА	Фактический результат, дБА
<i>Территория площадки скважины Бахыт-1</i>		
Шум, дБА	80	41
<i>Санитарно-защитная зона – фоновые замеры площадки скважины Бахыт-1</i>		
Шум, дБА	80	38
<i>Вахтовый поселок площадки скважины Бахыт-1</i>		
Шум, дБА	80	35
<i>Территория площадки скважины LP-8</i>		
Шум, дБА	80	42
<i>Санитарно-защитная зона – фоновые замеры площадки скважины LP-8</i>		
Шум, дБА	80	41
<i>Вахтовый поселок площадки скважины LP-8</i>		
Шум, дБА	80	37

Согласно проведенным замерам во 2 квартале 2024 года, на территории объектов месторождения Мунайбай уровни шума не превышают допустимые значения.

1.8.7.3 Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

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

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

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

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование малошумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введения ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – локальный (1) - площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- ❖ временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет и более;
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточна низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

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

1.8.7.4 Характеристика радиационной обстановки в районе месторождения

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

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

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать:

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

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

Одним из источников радиоактивного загрязнения на буровой площадке может быть действующее и старое оборудование, долгое время контактировавшее с углеводородами и пластовыми водами - трубопроводы, ёмкости и резервуары, задвижки и вентили и пр.

Согласно «Программе производственного экологического контроля при проведении работ на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum»» радиационный мониторинг проводится 1 раз в год.

Радиационно-дозиметрическое обследование объектов на площади Мунайбай проводилось во 2 квартале 2024 года специалистами испытательной лаборатории ТОО «а-центр».

Для контроля и оценки радиационной ситуации на территории измерялась мощность эффективной дозы гамма-излучения (МЭД, мкЗв/час), в соответствии с «Гигиеническими нормативами к обеспечению радиационной безопасности», утвержденные Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.

Результаты радиационного мониторинга на площади Мунайбай во 2 квартале 2024 года представлены в таблице 1.8.7.4.1.

Таблица 1.8.7.4.1 – Результаты радиационного мониторинга на площади Мунайбай во 2 кв. 2024 г.

№ п/п	Место измерения	Допустимые уровни МЭД (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга МЭД (мкЗв/ч)
1	Площадка скважины Бахыт-1	2,5	0,1-0,11
2	Вахтовый поселок		0,09-0,11
3	СЗЗ Точка 1		0,1-0,11

В результате проведенных исследований во 2 квартале 2024 года было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории площади Мунайбай составляет от 0,09 до 0,11 мкЗв/час, что не превышает допустимого значения. В целом, территория района работ не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам.

1.9 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОЖИДАЕМЫХ ВИДАХ, ХАРАКТЕРИСТИКАХ И КОЛИЧЕСТВЕ ОТХОДОВ, КОТОРЫЕ БУДУТ ОБРАЗОВАНЫ В ХОДЕ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.9.1 Виды и объемы образования отходов

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

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов в ТОО «Lucent Petroleum» налажена система внутривидового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Принципиально эта система обеспечивает охрану окружающей среды.

Все образующиеся отходы на предприятии временно хранятся на площадках с последующей передачей специализированным организациям. Договора на вывоз и дальнейшую утилизацию всех образующихся отходов производства и потребления заключаются ежегодно.

Технологические решения по обращению с отходами представлены в таблице 1.9.1.1.

Таблица 1.9.1.1 – Технологические решения по обращению с отходами

Наименование отхода	Категория опасности отхода (код отхода)	Применяемые технологические решения по обращению с отходами
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	Опасные (20 01 21*)	Сбор производится в контейнеры, установленные на специально отведенном месте временного хранения (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторные батареи)	Опасные (16 06 01*)	Сбор производится на специально отведенной площадке (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Другие изоляционные материалы, состоящие из опасных веществ или содержащие опасные вещества (отработанный изоляционный материал)	Опасные (17 06 03*)	Сбор производится в контейнеры, установленные на специально отведенном месте временного хранения (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Буровые отходы (нефтесодержащие буровые отходы (шлам) и буровой	Опасные (01 05 05*)	Временно собираются в металлическую емкость (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим

раствор)		вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Отработанные масла (синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла)	Опасные (13 02 06*)	Временно собираются в металлическую емкость (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Отработанные масляные фильтры (абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами)	Опасные (15 02 02*)	Сбор производится в контейнеры, установленные на специально отведенном месте временного хранения (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Промасленная ветошь (абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами)	Опасные (15 02 02*)	Сбор производится в контейнеры, установленные на специально отведенном месте временного хранения (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Отработанная тара (упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами)	Опасные (15 01 10*)	Сбор производится в контейнеры, установленные на специально отведенном месте временного хранения (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Банки с остатками ЛКМ (отходы от красок и лаков, содержащие органические растворители или другие опасные вещества)	Опасные (08 01 11*)	Сбор производится в контейнеры, установленные на специально отведенном месте временного хранения (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Строительные отходы (смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики, за исключением упомянутых в 17 01 06)	Неопасные (17 01 07)	Сбор производится на специально отведенной площадке (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Металлолом (черные металлы)	Неопасные (16 01 17)	Накапливаются на Временной площадке хранения металлолома в контейнерах или открытым способом (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Огарки сварочных электродов (отходы сварки)	Неопасные (12 01 13)	Сбор производится в контейнеры, установленные на специально отведенном месте временного хранения (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.
Списанное оборудование, за исключением упомянутого в 16 02 09-16 02 13 (Отработанное электрическое и электронное оборудование)	Неопасные (16 02 14)	Сбор производится на специально отведенной площадке (срок временного складирования до 6 месяцев, согласно требованиям ст.320 п.2-1 ЭК РК) с последующим вывозом специализированным предприятием на договорной основе.

Твердые бытовые отходы (смешанные коммунальные отходы)	Неопасные (20 03 01)	Сбор производится в металлические контейнеры с крышкой с последующим вывозом 1 раз/день в летнее время и 1 раз в 3 дня в зимнее время специализированным предприятием на договорной основе.
Пищевые отходы (поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых)	Неопасные (20 01 08)	Сбор производится в металлические контейнеры с крышкой с последующим вывозом 1 раз/день в летнее время и 1 раз в 3 дня в зимнее время специализированным предприятием на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены 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.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Основными видами отходов производства на месторождении Мунайбай являются:

Черные металлы (металлолом)

Данный вид отходов образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов.

Количество металлолома, образующегося в процессе производственных работ на месторождении, ориентировочно составит **2,0 т/год**. Количество металлолома принято ориентировочно и будет корректироваться предприятием по фактическому образованию.

Смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики (строительные отходы) образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов.

Количество строительных отходов принимается по факту образования и ориентировочно составит **3,0 т/год**.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)

Данный вид отхода образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования.

Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где M_0 – поступающее количество ветоши, 0,04 т/год;

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

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

$$M = 0,12 * 0,04 = 0,0048$$

$$W = 0,15 * 0,04 = 0,006$$

Количество образования промасленной ветоши:

$$N = 0,04 + 0,0048 + 0,006 = \mathbf{0,0508 \text{ т/год.}}$$

Отходы сварки (огарки сварочных электродов)

Данные отходы образуются при проведении сварочных работ.

Количество образования огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * \alpha, \text{ где:}$$

Мост – фактический расход электродов, - 1,25 т/год;

α – остаток электрода 0,015.

$$N = 1,25 * 0,015 = \mathbf{0,01875 \text{ т/год}}$$

Люминесцентные лампы образуются вследствие истощения ресурса времени работы. На промплощадках ТОО «Lucent Petroleum» люминесцентные лампы используются для освещения офисных и производственных помещений.

Количество отработанных люминесцентных ламп определяется по формуле:

$$N = n * T / T_p,$$

где: N – количество отработанных ртутьсодержащих ламп, шт./год;

n – количество работающих ламп (50 шт.);

T – время работы лампы в году (8760 час);

T_p – нормативный срок службы лампы, час. (12000 час) (для ламп типа ЛБ =4800-15000 ч, для ламп типа ДРЛ =6000-15000 ч);

Средний вес одной лампы – 120 гр.

$$N = 50 * 8760 / 12000 = 36,5 \text{ шт/год.}$$

Масса отработанных ламп составит **0,00438 т/год**

Отработанные аккумуляторы (аккумуляторные батареи)

Норма образования отхода (M) рассчитывается исходя из числа аккумуляторов (n), срока (τ) фактической эксплуатации, средней массы (m) аккумулятора и норматива зачета (α) при сдаче (80-100 %):

$$M = n * m * \alpha / 1000 / \tau, \text{ т/год}$$

$$M = 2 * 7,7 * 1 / 1000 / 3 = \mathbf{0,0051 \text{ т/год}}$$

Отработанные масляные фильтры образуются при очистке масла от примесей в процессе работы двигателей.

$$M = N * n * m * k / 1000,$$

где N - количество установок, шт.;

k - периодичность замены, раз/год;



p - количество установленных фильтров, шт.;

m - вес одного отработанного фильтра, кг.

$$M = 2 * 2 * 1,2 * 1 / 1000 = \mathbf{0,0048 \text{ т/год}}$$

Отходы изоляционных материалов образуются при их замене в результате износа изоляции трубопроводов.

Нормативное количество отхода определяется исходя из поступающего количества по формуле:

$$N = p * k * L / 1000, \text{ т/год},$$

где p - вес одного метра, кг;

k - годовой расход материала (k), м;

L - коэффициент увлажнения при использовании.

$$N = 30 * 12 * 1,3 / 1000 = \mathbf{0,468 \text{ т/год}}$$

Отработанные масла образуются на производственной площадке при эксплуатации насосных установок и др. оборудования, а также автотранспортных средств.

Определение ориентировочного объема отработанных масел:

$$N = (N_d + N_b) * 0,25, \text{ т/год},$$

где 0,25 – доля потерь масла от общего его количества;

N_d – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на дизельном топливе. $N_d = Y_d * H_d * \rho$ (Y_d – расход дизельного топлива за год, 109,23 т/год = 127,01 м³; H_d – норма расхода масла. 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла, 0,930 т/м³):

$$N_d = 127,01 * 0,032 * 0,930 = 3,78 \text{ т};$$

N_b – нормативное количество израсходованного моторного масла при работе транспорта на бензине.

$N_b = Y_b * H_b * \rho$ (Y_b – расход бензина за год, 95,46 т/год = 125,61 м³; H_b – норма расхода масла. 0,024 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла. 0,930 т/м³):

$$N_b = 125,61 * 0,024 * 0,930 = 2,8 \text{ т};$$

$$N = (3,78 + 2,8) * 0,25 = \mathbf{1,645 \text{ т/год}}.$$

Отработанное электрическое и электронное оборудование (портативное оборудование и оргтехника)

Электрическое и электронное оборудование переходит в категорию отходов после утраты своих потребительских свойств.

В среднем ожидается образование отходов отработанного электрического и электронного оборудования – **0,04 т/год**.

Тара из-под лакокрасочных материалов (ЛКМ)

Тара из-под ЛКМ образуется при покрасочных работах трубопроводов, емкостей и обвязки.

Количество тары лакокрасочных материалов определяется по формуле:

$$N = \sum M_i * n + \sum M_{ki} * \alpha_i,$$

M_i – масса i -го вида тары, т;

n – число видов тары;

M_{ki} – масса краски в i -й таре, т;

α_i – содержание остатков краски в таре в долях от M_{ki} (0,01-0,05).

Общее количество краски составляет 58 кг.

Общее количество банок: $58/1 \text{ кг} \approx 58 \text{ шт.}$

$$N = 0,0005 * 58 + 0,58 * 0,03 = \mathbf{0,0464 \text{ т/год.}}$$

Смешанные коммунальные отходы (твердые бытовые отходы (ТБО))

Смешанные коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия.

Расчёт образования ТБО производится по формуле:

$$G = n * q * \rho, \text{ т/год}$$

n – численность работников, чел;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел} * \text{год} - 0,3 \text{ м}^3/\text{год}$;

ρ – плотность ТБО, $\text{т}/\text{м}^3$.

$$G = 140 * 0,3 * 0,25 = \mathbf{10,5 \text{ т/год}}$$

Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи).

Норма накопления пищевых отходов от столовой составляет - $0,0001 \text{ м}^3$ при средней плотности $0,30 \text{ т}/\text{м}^3$.

Количество пищевых отходов определяется по формуле:

$$M_{п.о} = 0,0001 * m * N * k;$$

где:

$M_{п.о}$ – количество образования пищевых отходов, т/год;

m – количество человек, посещающих столовую;

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

k – количество дней работы столовой в году.

$$M_{п.о} = 0,0001 * 140 * 12 * 365 = \mathbf{61,32 \text{ м}^3/\text{год} = 18,396 \text{ т/год}}$$

Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления представлены в таблице 1.9.1.2.

Таблица 1.9.1.2 – Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Мунайбай

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	36,17923
в том числе отходов производства	0,0	7,28323
отходов потребления	0,0	28,896
<i>Опасные отходы</i>		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,0508
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (тара из-под ЛКМ)	0,0	0,0464
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	0,0	1,645
Отходы изоляционных материалов	0,0	0,468
Отработанные масляные фильтры	0,0	0,0048
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторные батареи)	0,0	0,0051
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	0,0	0,00438
<i>Неопасные отходы</i>		
ТБО (смешанные коммунальные отходы)	0,0	10,5
Пищевые отходы (поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых)	0,0	18,396
Металлолом (черные металлы)	0,0	2,0
Огарки сварочных электродов (отходы сварки)	0,0	0,01875
Строительные отходы (смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики)	0,0	3,0
Отработанное электрическое и электронное оборудование (портативное оборудование и оргтехника)	0,0	0,04
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-

В период реализации проекта предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки.

Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины и строительстве бокового ствола скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай», составит **5088,8938** тонн, из них: отходы бурения – 4958,4515 т, отработанные масла – 31,202 т, металлолом – 10 т, огарки сварочных электродов – 0,005 т, промасленная ветошь – 0,0635 т, отработанные масляные

фильтры – 0,039 т, строительные отходы – 10 т, использованная тара из-под масел – 30,784 т, ТБО – 17,288 т, пищевые отходы – 31,0608 т.

Ориентировочные объемы образования отходов при строительстве скважин и строительстве бокового ствола, в соответствии с количеством пробуриваемых скважин по всем вариантам разработки, представлены в таблице 1.9.1.3.

Ориентировочное количество образования отходов при расконсервации одной скважины, по аналогии с ранее разработанным и согласованным Индивидуальным техническим проектом «Восстановление из консервации, зарезка бокового ствола и наклонно-направленного бурения, спуск и цементирование обсадной колонны Ø177,8 мм скважины Бахыт-1 на площади Мунайбай», составит: **207,75483** тонн, из них: отходы бурения – 171,0167 т, отработанные масла – 32,327 т, металлолом – 0,2 т, промасленная ветошь – 0,0635 т, строительные отходы – 0,2 т, использованная тара из-под химреагентов и масел – 1,788 т, огарки сварочных электродов – 0,00363 т, ТБО – 2,156 т.

Точные объемы образования отходов, образующихся в период проведения строительно-монтажных работ, в период бурения и испытания скважин на месторождении Мунайбай, будут представлены в отдельных Технических проектах на строительство скважин, с учетом глубины скважин, типом буровой установки, условиями бурения и т.д.

Таблица 1.9.1.3 – Ориентировочные объемы образования отходов при бурении скважин на месторождении Мунайбай

Нефтяные залежи				Газоконденсатные залежи		
Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**		Количество отходов, т/год*	Годы	Ввод скважин из бурения, ед.**	Количество отходов, т/год*
	Добывающие	Нагнетательные				
1 вариант разработки						
2027	3	-	15266,6814	2025	1	5088,8938
2029	2	-	10177,7876	2026	1	5088,8938
2030	2	-	10177,7876	2027	2+1 БС	15266,6814
2031	2	-	10177,7876	2028	1	5088,8938
2032	2	-	10177,7876	2029	1	5088,8938
2033	2	-	10177,7876			
2034	1	-	5088,8938			
2 вариант разработки - рекомендуемый						
2027	3	-	15266,6814	2025	1	5088,8938
2029	2	-	10177,7876	2026	1	5088,8938
2030	2	-	10177,7876	2027	2+1 БС	15266,6814
2031	2	-	10177,7876	2028	1	5088,8938
2032	2	-	10177,7876	2029	2	10177,7876
2033	1	-	5088,8938	2030	1	5088,8938
2034	1	-	5088,8938	2031	1	5088,8938
3 вариант разработки						
2027	3	-	15266,6814	2025	1	5088,8938
2029	3	-	15266,6814	2026	1	5088,8938
2030	3	-	15266,6814	2027	2+1 БС	15266,6814
2031	3	-	15266,6814	2028	2	10177,7876
2032	3	-	15266,6814	2029	4	20355,5752
2033	2	1	15266,6814	2030	2	10177,7876
2034	-	1	5088,8938			
2035	-	1	5088,8938			
2036	-	1	5088,8938			
4 вариант разработки						
2027	3	-	15266,6814	2025	1	5088,8938
2029	2	-	10177,7876	2026	1	5088,8938
2030	2	-	10177,7876	2027	2+1 БС	15266,6814
2031	2	-	10177,7876	2028	1	5088,8938
2032	2	-	10177,7876	2029	2	10177,7876
2033	1	-	5088,8938	2030	1	5088,8938
2034	1	-	5088,8938	2031	1	5088,8938

Примечание: * - Ориентировочное количество образования отходов при бурении скважин принято по аналогии с ранее разработанным и согласованным «Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай»; ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.3 Технологические показатели разработки (таблицы 1.5.3.1 – 1.5.3.12)



В целях **доразведки месторождения** и уточнения контактов (ВНК и ГВК), на обоих участках (Восточный Мунайбай и Бахыт), планируется бурение трех оценочных скважин: двух на участке Восточный Мунайбай (LP-10 и LP-6) и одной на участке Бахыт (ВН-4), с проведением полного комплекса ГИС и опробованием перспективных пластов, отбором и исследованиями полученного флюида. Проектные годы бурения – 2025-2026 гг.

Ориентировочные объемы образования отходов при бурении оценочных скважин на месторождении Мунайбай, согласно проекту-аналогу, представлены в таблице 1.9.1.4.

Таблица 1.9.1.4 – Ориентировочные объемы образования отходов при бурении оценочных скважин на месторождении Мунайбай

Годы	Ввод оценочных скважин из бурения, ед.**	Количество отходов, т/год*
2025-2026	2 (LP-6 и ВН-4)	10177,7876
2026	1 (LP-10)	5088,8938

Примечание: * - Ориентировочные объемы образования отходов при бурении оценочных скважин приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным Индивидуальным техническим проектом на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай; ** - Количество скважин из бурения принято согласно данным раздела 1.5.7 Мероприятия по доразведке месторождения

В период реализации проекта предполагается проектирование и строительство наземных объектов и инфраструктуры на нефтегазоконденсатном месторождении Мунайбай.

Ориентировочные объемы образования отходов при обустройстве месторождения Мунайбай, согласно проекту-аналогу, представлены в таблице 1.9.1.5.

Точные объемы образования отходов, образующиеся в период обустройства месторождения Мунайбай, с учетом размещения всех объектов системы сбора и подготовки, будут представлены на дальнейшей стадии проектирования на основании изыскательских работ в рамках выполнения Проекта обустройства.

Обращение с вновь образующимися отходами будет согласовано с существующими на месторождении Мунайбай принципами управления отходами.

ТОО «Lucent Petroleum» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

В связи с отсутствием на месторождении собственного полигона для размещения отходов и вывозом всех отходов специализированными фирмами мониторинг воздействия накопителей отходов на состояние компонентов природной среды не предусматривается.

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

Таблица 1.9.1.5 – Ориентировочные объемы образования отходов при обустройстве месторождения Мунайбай

Наименование отходов	КРС одной скважины	Вахтовый городок. Строительство	Вахтовый городок. Эксплуатация	Обустройство. Строительство	Обустройство. Эксплуатация
	Количество отходов, т/год				
Отходы обратной промывки скважин	14,385	-	-	-	-
Строительные отходы	-	5,0	-	0,4	0,5
Огарки сварочных электродов	-	0,00015	-	0,0087	0,0099
Твердые бытовые отходы (ТБО)	-	0,123	1,125	0,325	0,75
Отработанные масла	-	0,1488	0,8928	-	1,649
Использованная тара из-под масел и химреагентов	-	0,00221	0,0349	-	0,94
Использованная тара из-под ЛКМ	-	0,14235	-	0,0205	0,0247
Металлолом	-	-	2,0	0,4	1,0
Пищевые отходы	-	-	1,314	-	0,9855
Отработанные люминесцентные лампы	-	-	0,0042	-	-
Отработанные масляные фильтры	-	-	0,0003	-	0,002
Промасленная ветошь	-	-	0,0635	0,0381	0,0127
Использованная тара из-под битумной мастики	-	-	-	0,09	-
Портативное оборудование и оргтехника	-	-	-	-	0,031
Нефтешлам	-	-	-	-	9,5829
Отходы изоляционных материалов	-	-	-	-	0,45
Износенная спецодежда, СИЗ	-	-	-	-	0,1
Отработанные аккумуляторные батареи	-	-	-	-	0,004
Всего	14,385	5,41651	5,4347	1,2823	16,0417
Итого	42,56021				



1.9.2 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

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

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

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

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

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

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

На предприятии сбор отходов производится отдельно, в соответствии с требованиями к обращению с отходами по уровню опасности, видом отходов, методами реализации, хранения и размещения отходов. Для сбора отходов выделены специально отведенные места с установленными контейнерами для сбора отходов. По мере наполнения тары транспортировка отходов организуется силами подразделения в соответствующие места временного сбора и хранения на предприятии. Отходы, не подлежащие размещению на полигонах или регенерации на предприятии, должны транспортироваться на специализированные предприятия для утилизации, обезвреживания или захоронения. Транспортирование опасных отходов на специализированные предприятия и их реализация осуществляются на договорной основе.

Утилизация и размещение отходов должны осуществляться способами, при которых воздействие на здоровье людей и окружающую среду не превышает установленных нормативов, а также предусматривается минимальный объем вновь образующихся отходов.

На территории предприятия предусмотрен производственный контроль за безопасным обращением с отходами. Должностное лицо, ответственное за надлежащее содержание мест для временного хранения (накопления) отходов, контроль и первичный учет движения отходов, а также ответственный за безопасное обращение с отходами на территории предприятия ведут постоянный учет.

ТОО «Lucent Petroleum» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

В ТОО «Lucent Petroleum» планомерно ведется работа по минимизации вреда окружающей среде и уделяется повышенное внимание вопросам снижения отходов производства и их утилизация.

Основными отходами производства являются буровые отходы, отработанное масло, твердые бытовые отходы. Основным количественным показателем является 100% передача образованных отходов в специализированные организации.

Все складироваемые отходы в период временного хранения не оказывают воздействие на компоненты окружающей среды. При условии выполнения соответствующих норм и правил предприятиями, которым будут передаваться образовавшиеся отходы, их воздействие на окружающую природную среду будет незначительным.

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

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

Воздействие на окружающую среду отходов, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- ❖ пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.

- ❖ временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев.
- ❖ интенсивность воздействия (обратимость изменения) – незначительная (1) – изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости.

Таким образом, интегральная оценка составляет 2 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, присваивается категория воздействия **низкой значимости** (1-8) – последствия воздействия испытываются. Но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

1.9.3 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

Согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан», законодательным и нормативно-правовым актам в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

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

Согласно «Классификатору отходов» (№314 от 06.08.2021 г.), все отходы делятся на три категории опасности отходов: опасные, неопасные и зеркальные.

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

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

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

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

Применяется следующая методика разделения отходов:

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

Передвижение грузов производится под строгим контролем.

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

1.9.4 Программа управления отходами

Управление отходами и безопасное обращение с ними являются одним из основных пунктов экологического планирования и управления. С целью повышения эффективности процедур оценки изменений, происходящих в объеме и составе отходов, а также выработки оперативной политики минимизации отходов с использованием экономических и других механизмов для внесения позитивных изменений в структуры производства и потребления была разработана «Программа управления отходами (ПУО) для объектов площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг. Корректировка», на основании статьи 335 Экологического кодекса РК №400-VI от 02.01.2021 г.

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

Задачи Программы – определить пути достижения поставленной цели наиболее эффективными и экономически обоснованными методами, с прогнозированием достижимых объемов (этапов) работ в рамках планового периода.

Для достижения поставленных задач при осуществлении производственной и хозяйственной деятельности на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum», в работе с отходами, которые образовались в результате этой деятельности, принята следующая последовательность:

- снижение объемов образования отходов;
- повторное использование (регенерация, восстановление);
- утилизация;
- обезвреживание;
- безопасное размещение.

Для решения вопроса управления отходами для объектов на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum», предполагается проводить отдельный сбор образующихся отходов. Для этой цели планируется предусмотреть маркирование металлических контейнеров для каждого типа отходов, расположенные на специально оборудованных для этого площадках.

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.

Сбор отходов. Условия сбора и накопления определяются уровнем опасности отходов, способом упаковки, с учетом агрегатного состояния и надежности тары.

Идентификация. Промышленные отходы собираются в отдельные емкости (контейнеры) с четкой идентификацией для каждого типа отхода по типу и классу опасности.

Паспортизация. Паспортизация включает в себя присвоение кода отходу, определение его опасных свойств, класса опасности, физико-химическую характеристику, объем образования отхода, указывается рекомендуемый способ переработки, ограничения по транспортировке и другие показатели. Паспортизация отходов проводится с целью ресурсосберегающего и безопасного регулирования работ в области обращения с отходами.

Складирование. Для складирования и хранения отходов на объектах на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» оборудованы специальные площадки и установлено

необходимое количество соответствующих контейнеров. Складирование осуществляется в течение определенного интервала времени с целью последующей транспортировки отходов.

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.

Порядок транспортировки отходов на транспортных средствах, требования к выполнению погрузочно-разгрузочных работ и другие требования по обеспечению экологической и санитарно-эпидемиологической безопасности определяются нормами и правилами, утверждаемыми уполномоченным государственным органом в области транспорта и коммуникаций и согласованными с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и государственным органом в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

Погрузочные работы. При производстве погрузочно-разгрузочных работ должны выполняться требования нормативно-технических документов по обеспечению сохранности и безопасности груза. Контроль за погрузочно-разгрузочными операциями опасных отходов на транспортные средства должен вести представитель грузоотправителя (грузополучателя), сопровождающий груз. Проведение погрузочных работ допускается только на площадках, предназначенных для этих работ.

Удаление. Система управления отходами на предприятии минимизирует возможное воздействие на все компоненты окружающей природной среды, как при хранении, так и при перевозке отходов к месту размещения и включает в себя следующие стадии:

- занесение информации о вывозе отходов в журналы учета и компьютерную базу данных предприятия;
- хранение документации по учету отходов в течение пяти лет;
- составление отчетов по инвентаризации отходов (периодичность – 1 раз в год).

Основные направления реализации ПУО заключаются в увеличении ежегодных показателей по объемам отходов производства и потребления, передаваемых специализированным предприятиям для утилизации.

Все виды отходов, образующиеся при проведении работ на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» вывозятся специализированной организацией, имеющей все необходимые разрешительные документы, для дальнейшего удаления/утилизации.

Договора на вывоз отходов заключены ТОО «Lucent Petroleum» со специализированной организацией ТОО «Промэкология», имеющей лицензию на

выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, подвид деятельности «Переработка, обезвреживание, утилизация и (или) уничтожение опасных отходов».

ТОО «Промэкология» имеет собственный Комплекс управления отходами, парк специальной техники и все необходимые установки по переработке и утилизации вышеуказанных отходов, где проводятся мероприятия по обеззараживанию, утилизации, переработка отходов нефтедобычи и промышленности. Комплекс расположен в районе Промзоны в городе Кульсары.

Буровой шлам утилизируется методом смешения с добавлением различных компонентов для нейтрализации с получением нейтрального грунта, пригодного для отсыпки внутрипромысловых дорог, а также используется для собственных нужд.

Нефтеосодержащие отходы утилизируются различными способами, такими как:

- на установке термической утилизации;
- на площадке биологической утилизации;
- на площадке утилизации нефтеосодержащих отходов путем пиролиза.

Комплекс очистных сооружений. Утилизация различных стоков и нефтеосодержащих вод путем отстаивания с добавлением различных коагулянтов с дальнейшей доочисткой на водоочистной установке. Полученная в результате очистки смесь нефтеосодержащих отходов передается сторонним организациям для углубленной переработки.

Печь-инсинератор предназначена для сжигания медицинских, биологических отходов, промасленных, отходов ЛКМ и других отходов. В процессе сжигания в топке температура достигает свыше 1300 градусов по Цельсию.

Технология очистки промышленных масел. Переработка происходит на комплексе оборудования, предназначенном для восстановления товарных качеств турбинных, индустриальных, моторных и других типов масел, после транспортировки и хранения за счет удаления из них механических примесей и воды с осветлением путем нейтрализации продуктов, находящихся в мелкодисперсионном состоянии. Механические примеси и вода в процессе очистки с осветлением удаляются полностью. Очистка масла позволяет получать на выходе продукт более высокого качества.

ТОО «Lucent Petroleum» уделяет большое внимание охране окружающей среды. Источниками финансирования будут являться собственные средства ТОО «Lucent Petroleum». ТОО «Lucent Petroleum» ежегодно предусматривает затраты на транспортировку для утилизации и удаления образующихся отходов в сторонних организациях.

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

Социально-экономические характеристики состояния населения, которые должны учитываться в ходе проведения проектируемых работ, классифицируются наукой – экологией человека – следующим образом: демографические характеристики, показатели, характеризующие условия трудовой деятельности и быта, отдыха, питания, водопотребления, воспроизводства и воспитания населения, его образования и поддержания высокого уровня здоровья; характеристики природных и техногенных факторов среды обитания населения.

В связи с этим в данном разделе дается обзор основных социально-экономических условий, демографические и санитарно-гигиенические условия проживания населения в районе планируемых работ на основе отчетных данных Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам РК.

Социально-экономическая структура Мангистауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях. Дефицит плодородных земельных ресурсов в области и современное поднятие уровня Каспийского моря обуславливает специфику развития социальной сферы и характер расселения населения. Наличие природных и трудовых ресурсов обуславливает развитие экономики региона.

Мангистауская область расположена в юго-западной части республики, территория ее равна 165,6 тысяч км², что составляет 6,1% от общей территории Казахстана. В области расположены 3 города, 4 сельских района, 8 поселков и 28 аульных и сельских округов. Центр области расположен в городе Актау, который является портом на Каспийском море. Расстояние от Актау до Астаны составляет 2413 км.

Бейнеуский район — район на северо-востоке Мангистауской области. Административный центр — село Бейнеу. Площадь района – 40519 км².

В состав района входят 11 сельских округов: Бейнеуский, Акжигитский, Саргинский, Боранкулский, Есетский, Ногайтинский, Сынгырлауский, Самский, Толепский, Таженский, Турышский.

Численность населения района на 1 октября 2024 года составила 72794 человек.

2.2 Социально – экономическое положение Мангистауской области

Численность и миграция населения

Численность населения Мангистауской области на 1 декабря 2024г. составила 803,6 тыс. человек, в том числе 369,7 тыс. человек (46%) - городских, 433,8 тыс. человек (54%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-ноябре 2024г. составил 14667 человека (в соответствующем периоде предыдущего года - 16223 человек).

За январь-ноябрь 2024г. число родившихся составило 17897 человек (на 6,4% меньше чем в январе-ноябре 2023г.), число умерших составило 3230 человек (на 11,5% больше чем в январе-ноябре 2023г.).

Сальдо миграции положительное и составило - 2123 человека (в январе-ноябре 2023г. - 2200 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 3233 человек (3241), во внутренней - отрицательное сальдо - -1110 человек (-1041).

Труд и доходы

Численность безработных в III квартале 2024г. составила 18,3 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 5% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 января 2025г. составила 12694 человек, или 3,5% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2024г. составила 570233 тенге, прирост к III кварталу 2023г. составил 9,8%.

Индекс реальной заработной платы в III квартале 2024г. составил 99,7%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в III квартале 2024г. составили 243627 тенге, что на 12,4% выше, чем в III квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период - 2,1%.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-декабре 2024г. составил 3035657 млн. тенге в действующих ценах, что на 3,3% больше, чем в январе-декабре 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства возросли на 2,7%, в обрабатывающей промышленности - на 12,8%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом отмечен снижение на 0,9%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - увеличилась на 12,9%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского хозяйства в январе-декабре 2024 года составил 40380 млн. тенге, или 101,9% к январю-декабрю 2023г.

Объем грузооборота в январе-декабре 2024г. составил 29000,8 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 101,5% к январю-декабрю 2023г.

Объем пассажирооборота - 6556,3 млн. пкм, или 173,2% к январю-декабрю 2023г.

Объем строительных работ (услуг) составил 390941 млн.тенге или 111,6% к январю-декабрю 2023 года.

В январе-декабре 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 4,4% и составила 832 тыс.кв.м, из них в многоквартирных домах - на 13,3% (567 тыс. кв.м). При этом, общая площадь введенных в эксплуатацию индивидуальных жилых домов уменьшилась - на 10,5% (265 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2024г. составил 1079539 млн.тенге, или 95,6% к январю-декабрю 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 января 2025г. составило 17553 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 4,4%, в том числе 17171 единиц с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 14484 единиц, среди которых 14102 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 15346 единиц и увеличилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 5%.

Экономика

Расчет краткосрочного экономического индикатора осуществляется для обеспечения оперативности и базируется на изменении индексов выпуска по базовым отраслям: сельское хозяйство, промышленность, строительство, торговля, транспорт и связь, составляющих свыше 60% от ВВП.

Объем валового регионального продукта за январь-сентябрь 2024 года составил в текущих ценах 3654775,7 млн. тенге. По сравнению с соответствующим периодом 2023г. реальный ВРП увеличился на 3,7%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 55,7%, услуг 36,7%.

Индекс потребительских цен в декабре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 109,2%.

Цены на продовольственные товары выросли на 6,1%, непродовольственные товары - на 12,4%, платные услуги для населения - на 10,6%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в декабре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. снизились на 1,1%.

Объем розничной торговли в январе-декабре 2024г. составил 504104,1 млн. тенге, или на 11,4% больше соответствующего периода 2023г.

Объем оптовой торговли в январе-декабре 2024г. составил 592257,1 млн. тенге, или 103,1% к соответствующему периоду 2023г.

По предварительным данным в январе-ноябре 2024г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 196,5 млн. долларов США и по сравнению с январем-ноябрем 2023г. уменьшилась на 15,3%, в том числе экспорт - 19,4 млн. долларов США (на 65,5% меньше), импорт - 177 млн. долларов США (на 0,8% больше).

2.3 Санитарно-эпидемиологическая обстановка региона

В 2024 году эпидемиологическая ситуация по заболеваемости корью среди вакциноуправляемых инфекционных заболеваний в Мангистауской области остается нестабильной. В последний раз вспышка заболевания в области была зафиксирована в предыдущие годы, то есть в 2015 году - 292 случая, в 2019 году – 1422 случая и в 2020 году – 361 случай.

На территории Мангистауской области на период 01.01.2024-06.09.2024г. с лабораторным подтверждением зарегистрировано 1837 случаев кори, из них 344 случая в возрасте до 1 года, 986 случаев в возрасте от 1 до 14 лет, 76 случаев в возрасте от 15 до 18 лет, 431 случая в возрасте от 19 лет и старше. С 13 ноября 2023 г. проводится массовая иммунизация детей против кори.

С начала 2024 года в Мангистауской области зарегистрировано 47 случаев туберкулеза (из них до 14 лет - 2, в возрасте 15-17 лет - 5, остальные 40 случаев составляют взрослые). Отмечается рост заболеваемости туберкулезом на 1 случай по сравнению с аналогичным периодом прошлого 2023 года (зарегистрировано 46 случаев, из них среди детей до 14 лет – 3, среди подростков 15-17 лет – 1 случай, остальные 42 - взрослые).

В Мангистауской области с начала 2024 года зарегистрировано 62 случая коронавируса (в г. Актау-53, Мунайлинском районе-6, Мангистауском районе-2, Тупкараганском районе-1). В том числе среди детей до 14 лет – 6. По сравнению с аналогичным периодом 2023 года показатель заболеваемости в этом году снизился на 9 случаев. (В 2023 году было зарегистрировано 71 случай коронавируса).

В 2024 году в Мангистауской области зарегистрировано семь случаев заболевания эхинококкозом. Двое из заболевших – дети. По сравнению с аналогичным периодом 2023 года, отмечается снижение заболеваемости на девять случаев.

В Мангистауской области с начала 2024 года зарегистрировано 6 случаев менингококковой инфекции среди детей до 14 лет, из них 3 факта заболеваемости зарегистрировано, по 1 случаю в Каракиянском и Мунайлинском районах, а также в городе Жанаозен.

С начала 2024 года в Мангистауской области зарегистрировано 23 больных с подозрением на коклюшную инфекцию, из них подтверждено лабораторно 8 случаев. Возрастные особенности зарегистрированных больных: до 1 года - 5 случаев, 1-4 года – 3 случая.

Случаев особо опасных и других карантинных инфекций, таких как чума, холера, бешенство, сибирская язва, туляремия, геморрагическая лихорадка Конго, не зарегистрировано.

В целях обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия населения области в очагах зарегистрированных инфекционных заболеваний лица, находящиеся в контакте, взяты под медицинский контроль и полностью проводятся противоэпидемические мероприятия.

Основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- ✓ в профилактике заболеваний важно одеваться в соответствии с сезоном, носить маски, стараясь не посещать места массового скопления людей, торгово-развлекательные комплексы, пить только кипящую или бутилированную чистую воду, соблюдать необходимую личную гигиену, регулярно заниматься спортом, укреплять иммунитет;
- ✓ участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- ✓ исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- ✓ организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- ✓ немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;

- ✓ наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- ✓ обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.

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

Формирование вариантов при разработке «Проекта разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» основывается на сравнительной технико-эколого-экономической оценке вариантов разработки.

Принципиальные подходы к формированию вариантов при разработке технологической проектной документации могут производиться исходя из следующих возможных различий:

- масштабов намечаемой деятельности (рассматриваются наиболее рациональные и экономичные варианты добычи углеводородного сырья);
- технологических решений осуществления добычи нефти, конденсата и газа;
- месторасположения и количества добывающих скважин;
- получения косвенного социального эффекта от реализации намечаемой деятельности.

Основные технико-эколого-экономические показатели по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Мунайбай приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 - Техничко-эколого-экономические показатели вариантов разработки месторождения Мунайбай

Показатели	1 вариант	2 вариант - рекомендуемый	3 вариант	4 вариант
Режим разработки	на режиме истощения пластовой энергии	на режиме истощения пластовой энергии	поддержание пластового давления путем закачки воды на триасовые залежи и закачки газа на нижнепермские отложения	на режиме истощения пластовой энергии
Расчетный период разработки, годы	2024-2068	2024-2058	2024-2053	2024-2061
Прибыльный период разработки, годы	2024-2063	2024-2058	2024-2050	2024-2058
Максимальный объем добычи нефти, тыс.т	145,1	181,6	200,7	151,6
Ввод скважин из бурения (нефть), ед.	14	13	21	13
Максимальный объем добычи газа, млн.м ³	420,7	559,3	721,8	559,3

Показатели	1 вариант	2 вариант - рекомендуемый	3 вариант	4 вариант
Максимальный объем добычи конденсата, тыс.т	44,2	125,0	159,9	125,0
Ввод скважин из бурения (в т.ч. боковых стволов) (газ-конденсат), ед.	7	10	13	10
Количество источников выбросов при эксплуатации месторождения, ед.	2025-2027 – 5 2028-2029 – 15	2025-2027 – 5 2028-2029 – 15	2025-2027 – 5 2028-2029 – 15	2025-2027 – 5 2028-2029 – 15
Количество выбросов ЗВ при эксплуатации месторождения, т/год	2025 год – 99,589142 2026 год – 261,663011 2027 год – 264,045268 2028 год – 789,261025 2029 год – 851,601825	2025 год – 99,589142 2026 год – 261,663011 2027 год – 264,045268 2028 год – 891,908224 2029 год – 1042,675924	2025 год – 99,589142 2026 год – 261,663011 2027 год – 264,045268 2028 год – 806,296625 2029 год – 911,884125	2025 год – 99,589142 2026 год – 261,663011 2027 год – 264,045268 2028 год – 847,370625 2029 год – 961,757325
КИН, доли ед.	0,267	0,300	0,313	0,275
КИГ, доли ед.	0,566	0,789	0,789	0,789
КИК, доли ед.	0,196	0,570	0,570	0,570
Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн. тенге	2 845 123,8	3 767 435,2	3 659 560,6	3 741 957,8
Средние общие затраты на одну тонну продукции, тыс.тенге/тонну	923,8	895,0	1 426,6	957,2
Срок окупаемости (в ценах без учета инфляции), лет	10	7	15	8
Накопленная чистая прибыль, млн. тенге	868 841,9	1 270 330,2	969 163,7	1 250 274,3

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

Ориентировочные перечни загрязняющих веществ, предполагающихся к выбросу в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения по рассматриваемым вариантам разработки месторождения Мунайбай приводятся в таблицах 1.8.1.2.1-1.8.1.2.4 раздела 1.8.1.2 «Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» ОВВ.

Приведенные в сравнительной таблице 3.1 данные показывают, что минимальные выбросы загрязняющих веществ возможны при реализации 1 варианта разработки, что связано с минимальным объемом добычи нефти, газа и конденсата, а также с вводом из бурения наименьшего количества добывающих скважин, и это является оптимальным с точки зрения наименьшей вредности и опасности окружающей среде и здоровью населения.

Сравнение КИН, КИГ и КИК за прибыльный период показывает, что по месторождению во 2 и 3 расчетных вариантах разработки обеспечиваются более высокие коэффициенты газо-, конденсато-, нефтеизвлечения. Низкими КИН, КИГ и КИК характеризуется 1 вариант разработки.

При этом анализ технико-экономических показателей показал, что 2 вариант является **наиболее эффективным** (меньшие средние затратные показатели и срок окупаемости, при этом большая суммарная выручка от реализации товарной продукции и накопленная чистая прибыль).

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

В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1, 3 и 4 вариантам намечаемой деятельности.

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

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Мунайбай, для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *четыре расчётных варианта*, отличающиеся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнения отдельных работ)

Расчетный период разработки месторождения Мунайбай по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2024-2068 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2024-2058 гг.
- ✓ 3 вариант разработки – 2024-2053 гг.
- ✓ 4 вариант разработки – 2024-2061 гг.

Прибыльный период разработки месторождения Мунайбай по вариантам:

- ✓ 1 вариант разработки – 2024-2063 гг.
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 2024-2058 гг.
- ✓ 3 вариант разработки – 2024-2050 гг.
- ✓ 4 вариант разработки – 2024-2058 гг.

4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Для разработки месторождения Мунайбай на двух участках (участок Восточный Мунайбай и Бахыт) в 1, 2 и 4 вариантах планируется разрабатывать залежи на режиме истощения пластовой энергии. В 3 варианте разработки предусматривается разработка с поддержание пластового давления путем закачки воды на триасовые залежи (Т-Ша) и закачку газа на нижнепермские отложения (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний). 4 вариант разработки соответствует 2 варианту по газоконденсатных залежам, по нефтяной залежи вариант также соответствует, только не предусмотрена интенсификация добычи (многостадийного ГРП).

4.3 Различная последовательность работ

В настоящем Проекте разработки рассмотрены 4 варианта разработки месторождения, различающиеся между собой плотностью сетки скважин, конструкцией скважин (вертикальные/горизонтальные), методами интенсификации добычи (без интенсификации или с применением многостадийного ГРП) и системой воздействия на

залежь (без ППД или с закачкой воды/газа).

Месторождение Мунайбай находится в подготовительном периоде с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи. Срок завершения подготовительного периода – 12.03.2026 г.

Все рассмотренные варианты разработки предусматривают ввод в эксплуатацию промышленных объектов: на участке Восточный Мунайбай нефтяную залежь (Т-Ша) и газоконденсатные залежи (**КТ-I-верхний, КТ-I-нижний**) – запланированы на III квартал 2028 г.; газоконденсатную залежь (**Т-II**) на участке Бахыт – в III квартале 2025 г. Бурение эксплуатационных скважин предусмотрено начать с 2025 г. с учетом производственных мощностей компании.

1 вариант

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 20 вертикальных скважин и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 22 ед.

2 вариант (рекомендуемый)

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 22 скважин, из них 18 вертикальных и 4 горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола в среднем 800 м и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 24 ед. В целях интенсификации добычи предусмотрено проведение многостадийного ГРП во всех скважинах.

3 вариант

Предусматривает разработку с ППД путем закачки воды на I объекте (нефтяная залежь (Т-Ша) и закачку газа в газоконденсатные залежи III объекта (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) и IV объекта (Т-II) с бурением 33 ед., из них 29 добывающих и 4 нагнетательные скважины и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3 и вывод из консервации 1 скважина Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 35 ед.

4 вариант соответствует 2 варианту по газоконденсатным залежам, по нефтяной залежи вариант также соответствует, только не предусмотрена интенсификация добычи (многостадийного ГРП).

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 22 скважин, из них 18 вертикальных и 4 горизонтальных скважин и с выводом из

консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 24 ед.

4.4 Различные технологии, машины, оборудования, материалы, применяемые для достижения одной и той же цели

Проектирование и строительство наземных объектов и инфраструктуры на нефтегазоконденсатном месторождении Мунайбай будет осуществляться в два этапа.

На первом этапе в приоритетном порядке будут построены наземные объекты и трубопровод сырого газа на участке Бахыт для скорейшей поставки газа на рынок для реализации.

На первом этапе продукция газоконденсатных скважин участка Бахыт подается под собственным давлением (~60 бар.) по газопроводу (Ø 8", ~22 км) на узел учета газа (УУГ), который будет установлен рядом с точкой врезки в систему газовых коллекторов на месторождении Толкын. Система газовых коллекторов принадлежит и управляется третьей стороной - компанией «Nobilis & Varro Operating Group LLP» (N&VOG). После учета газ направляется по газопроводу (Ø 20", 50 км) на Боранкольский газоперерабатывающий завод (БГПЗ) для дальнейшей переработки и поставки товарного газа в систему магистрального газопровода Средняя Азия – Центр (САЦ) в КС Опорная, а стабильный газовый конденсат (КГС) перекачивается в резервуарный парк хранения компании N&VOG, где КГС хранится и далее транспортируется железнодорожными цистернами для реализации на рынке.

На втором этапе газ с участка Бахыт больше не поставляется на месторождение Толкын. Для транспортировки газа вводится новый газопровод (Ø 8", 13 км) до участка Восточный Мунайбай.

Для переработки добываемого газа, конденсата и сырой нефти на территории Восточного Мунайбая будут построены установки комплексной переработки газа (УКПГ) и переработки нефти (УПН). Для реализации товарного газа будет построен газопровод (Ø 16", 105 км) от участка Восточный Мунайбай до системы магистрального газопровода САЦ в КС Опорная.

Газопровод (Ø 8", 22 км), который использовался для подачи газа с участка Бахыт до нефтесборной станции м. Толкын на 1 этапе, будет переоборудован в нефтепровод.

От УПН Восточный Мунайбай будет проложен новый нефтепровод (Ø 6", 13 км) для врезки в переоборудованный нефтепровод (Ø 8", 22 км), таким образом товарная нефть участка Восточный Мунайбай с УПН будет перекачиваться на пункт сбора нефти месторождения Толкын, откуда она сначала перекачивается по существующему

трубопроводу (Ø 12", 50 км) на УПН Боранколь, а затем по другому нефтепроводу (Ø6", 18 км) в резервуарный парк расположенный на КС Опорная, где она хранится и перекачивается либо в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (КТО), либо перегружается в ж/д цистерны для реализации.

4.5 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

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

4.6 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

В период реализации проекта предусматривается бурение добывающих скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки:

Нефтяные залежи:

- ✓ 1 вариант разработки – 14 скважин (2027 г. – 3 скв., 2029-2033 гг. – по 2 скв. в год, 2034 г. – 1 скв.);
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 13 скважин (2027 г. – 3 скв., 2029-2032 гг. – по 2 скв. в год, 2033-2034 гг. – по 1 скв. в год);
- ✓ 3 вариант разработки – 21 скважина (2027 г. – 3 скв., 2029-2033 гг. – по 3 скв. в год, 2034-2036 гг. – по 1 скв. в год);
- ✓ 4 вариант разработки – 13 скважин (2027 г. – 3 скв., 2029-2032 гг. – по 2 скв. в год, 2033-2034 гг. – по 1 скв. в год).

Газоконденсатные залежи:

- ✓ 1 вариант разработки – 6 скважин (2025 г. – 1 скв., 2026 г. – 1 скв., 2027 г. – 2 скв., 2028 г. – 1 скв., 2029 г. – 1 скв.) и бурение 1 бокового ствола (2027 г.);
- ✓ 2 вариант разработки (рекомендуемый) – 9 скважин (2025 г. – 1 скв., 2026 г. – 1 скв., 2027 г. – 2 скв., 2028 г. – 1 скв., 2029 г. – 2 скв., 2030-2031 гг. – по 1 скв. в год) и бурение 1 бокового ствола (2027 г.);
- ✓ 3 вариант разработки – 12 скважин (2025 г. – 1 скв., 2026 г. – 1 скв., 2027-2028 гг. – по 2 скв. в год, 2029 г. – 4 скв., 2030 г. – 2 скв.) и бурение 1 бокового ствола (2027 г.);
- ✓ 4 вариант разработки – 9 скважин (2025 г. – 1 скв., 2026 г. – 1 скв., 2027 г. – 2 скв., 2028 г. – 1 скв., 2029 г. – 2 скв., 2030-2031 гг. – по 1 скв. в год) и бурение 1 бокового ствола (2027 г.).

Графики бурения и ввода скважин по вариантам разработки в разрезе эксплуатационных объектов, приведены в таблицах 1.5.2.1-1.5.2.3.

В целях *доразведки месторождения* и уточнения контактов (ВНК и ГВК), на обоих участках (Восточный Мунайбай и Бахыт), планируется бурение трех оценочных скважин: двух на участке Восточный Мунайбай (LP-10 и LP-6) и одной на участке Бахыт (ВН-4), с проведением полного комплекса ГИС и опробованием перспективных пластов, отбором и исследованиями полученного флюида. Проектные годы бурения – 2025-2026 гг.

Все операции по бурению скважин осуществляются в соответствии с отдельным Техническим проектом на бурение скважин.

4.7 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года, т.е. практически круглогодично.

Вдоль железной дороги Мангистау – Макат проходит шоссейная дорога, магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск, ЛЭП и линия телефонной связи. Железнодорожная магистраль ст. Мангышлак – Макат, связывающая Мангистаускую область с другими областями Казахстана и России, проходит к востоку от площади. Ближайшей железнодорожной станцией является Опорная.

4.8 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Иных характеристик намечаемой деятельности, влияющих на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду нет.

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

На месторождении Мунайбай для разработки выделено четыре объекта, расположенных на двух участках (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт).

Месторождение Мунайбай находится в подготовительном периоде с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи. Срок завершения подготовительного периода – 12.03.2026 г.

Все рассмотренные варианты разработки предусматривают ввод в эксплуатацию промышленных объектов: на участке Восточный Мунайбай нефтяную залежь (Т-IIIa) и газоконденсатные залежи (*КТ-I-верхний, КТ-I-нижний*) – запланированы на III квартал 2028 г.; газоконденсатную залежь (*Т-II*) на участке Бахыт – в III квартале 2025 г. Бурение эксплуатационных скважин предусмотрено начать с 2025 г. с учетом производственных мощностей компании.

На месторождении Мунайбай для выбора рациональной системы разработки рассмотрены *четыре расчётных варианта*, отличающиеся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по всем 4-м рассматриваемым вариантам не приведет к существенным изменениям загрязнения атмосферного воздуха на данной территории, создаваемые приземные концентрации по данным моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха, не превышают предельно-допустимых значений на границе санитарно-защитной зоны по всем веществам и группам суммаций.

При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным.*

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Обстоятельств, которые могли бы повлиять на осуществление намечаемой деятельности нет. Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных мест расположения объекта. Наиболее приемлемым и эффективным вариантом разработки месторождения является 2 вариант разработки и принятые проектные 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

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях. Отчет о возможных воздействиях выполнялся в соответствии с требованиями следующих основополагающих документов:

- ❖ Экологического кодекса Республики Казахстан (№400-VI от 02.01.2021 г.)
- ❖ «Инструкции по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280;
- ❖ действующими законодательными и нормативными документами Республики Казахстан в сфере охраны недр и окружающей среды.

5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Настоящий «Проект разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», согласно которым разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с Проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения. При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

На месторождения Мунайбай выявлены 2 участка:

- *участок Восточный Мунайбай;*
- *участок Бахыт.*

В 2023 г. выполнен «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.» и подсчитаны начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и пластового газа, конденсата по всему месторождению с привлечением всей геолого-геофизической информации, полученной в результате сейсморазведочных работ 3D, бурения параметрических, поисковых и оценочных скважин.

В разрезе месторождения Мунайбай по промыслово-геофизическим данным всего выявлено 7 продуктивных горизонтов, из них: Т-II, Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV, в пределах которых установлено 4 нефтяных залежи на *участке Восточный Мунайбай* и 4 газоконденсатные залежи на *участке Бахыт* в отложениях триаса; 2 газоконденсатные КТ-I-верхний, КТ-I-

нижний в артинских отложениях нижней перми и 1 газоконденсатная КТ-Па в ассельских отложениях нижней *перми на участке Восточный Мунайбай*.

Запасы *нефти* оценены по категории С₁: в залежах Т-II, Т-IIIа, по категории С₂ - Т-IIIб, Т-IV, и по категориям С₁ и С₂ - Т-II, Т-IIIа.

Запасы *газоконденсата* оценены по категории С₁: в залежах Т-II, КТ-I-верхний, КТ-I-нижний, по категории С₂ - Т-IIIа, Т-IIIб, Т-IV, и по категориям С₁ и С₂ - Т-II, КТ-II.

До настоящего времени пробная эксплуатация на месторождении Мунайбай не проводилась.

Продуктивный разрез месторождения Мунайбай является многопластовым, что обуславливает определенный подход к выделению эксплуатационных объектов на основе анализа геолого-физической характеристики продуктивных горизонтов и с учетом технических и технологических возможностей их разработки.

В качестве решающих факторов, рассматриваемых в качестве критериев объединения залежей в совместный эксплуатационный объект учитывались такие, как схожесть типа залежей, величины запасов нефти, газа и конденсата коллекторские свойства, продуктивные и энергетические характеристики пластов, геометрия залежей и совпадение их в плане, глубины залегания, физико-химические свойства насыщающих залежь пластовых флюидов.

На основе анализа геолого-промысловых данных, изучения геологического строения, физико-химических и коллекторских свойств продуктивных горизонтов, на месторождении Мунайбай выделяются три основных самостоятельных объектов разработки и один возвратный объект:

Участок Восточный Мунайбай:

I объект – триасовый горизонт - нефтяная залежь Т-IIIа;

II объект – возвратный – триасовый горизонт - нефтяная залежь Т-II;

III объект – нижнепермский горизонт - газоконденсатные залежи КТ-Iверх и КТ-Iниж;

Участок Бахыт:

IV объект – триасовый горизонт – газоконденсатная залежь Т-II.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Непосредственно площадь Мунайбай занимает южную часть контрактного участка и располагается на территории Бейнеуского района Мангистауской области.

Через станцию Опорная проходит водовод волжской воды Астрахань – Мангистау, который может служить источником как технического, так и (после соответствующей очистки) питьевого водоснабжения. Источники пресной воды отсутствуют.

Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе. Безопасность и качество воды бутилированной питьевой воды обеспечиваются предприятием-поставщиком.

Вдоль железной дороги Мангистау – Макат проходит шоссейная дорога, магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, магистральный нефтепровод Жанаозен – Новокуйбышевск, ЛЭП и линия телефонной связи. Железнодорожная магистраль ст. Мангышлак – Макат, связывающая Мангистаускую область с другими областями Казахстана и России, проходит к востоку от площади. Ближайшей железнодорожной станцией является Опорная.

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 месторождение Мунайбай находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Ближайшими населенными пунктами являются поселок Боранколь – в 81 км к северо-востоку, районный центр - поселок городского типа Бейнеу находится в 112 км к юго-востоку от контрактной территории. Областной центр – город Актау – находится на расстоянии более 500 км к юго-западу от площади.

Расстояние от границы горного отвода месторождения Мунайбай до границы Атырауской-Мангистауской областей составляет 19 км. Ближайший населенный пункт в Атырауской области – аул Майкөмген расположен на расстоянии 101 км от месторождения Мунайбай.

В связи с суровыми природно-климатическими условиями район малонаселён. Крупные населенные пункты находятся вне контрактной территории и возникли в связи с разработкой нефтегазовых месторождений (Прорвинская группа, Боранколь и др.).

.

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

Развитие нефтегазового комплекса, как и любой другой вид хозяйственной деятельности, оказывает влияние на состояние социально-экономических условий региона как в сторону улучшения, так и, при возникновении непредвиденных чрезвычайных ситуаций, может вызвать ухудшение экологической и социальной ситуации.

Основными факторами при разработке месторождения, непосредственно затрагивающими интересы населения, являются:

- исключение земель из сельскохозяйственного оборота;
- определённое нормируемое воздействие на окружающую среду в процессе разработки месторождения.

При этом положительными факторами являются

- создание рынка рабочих мест;
- инвестиционные вложения;
- создание новой инфраструктуры.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении Мунайбай не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона.



Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- ✓ выявление и изучение заинтересованных сторон;
- ✓ консультации с заинтересованными сторонами;
- ✓ переговоры;
- ✓ процедуры урегулирования конфликтов;
- ✓ отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- ✓ конкуренция за рабочие места;
- ✓ диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- ✓ внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- ✓ преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- ✓ несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- ✓ опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.

6.2 Биоразнообразие

При разработке месторождения основные нарушения растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на растительность различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При проведении строительных работ происходит нарушение земель. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью.

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.

Территория, занимаемая месторождением, расположена в пределах пустынно-степной зоны с серобурыми солонцеватыми почвами и малопродуктивными растительными сообществами, поэтому ценность её, как пастбищного угодья, крайне низкая, вследствие чего изъятие этих площадей из сельскохозяйственного оборота не влечет негативных последствий.

Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по

предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Месторождение Мунайбай является элементом водонапорной системы Прикаспийского артезианского бассейна, и непосредственно относится к Эмбинскому артезианскому бассейну второго порядка. В пределах месторождения Мунайбай область питания и область разгрузки водоносных комплексов происходит с северо-востока на юго-запад.

Продуктивными на месторождении Мунайбай являются триасовые (верхний отдел и нерасчлененная толща ниже-среднего отделов) и нижнепермские (артинские и ассельские) отложения.

Пластовые воды артинского водоносного горизонта пермских отложений являются слабыми рассолами при средней минерализации $77,5 \text{ г/дм}^3$ и плотности $1,052 \text{ г/см}^3$. При преобладании ионов хлора над ионами натрия по генетической классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу. При среднем $\text{pH}=6,69$ являются щелочными и очень жесткими.

Пластовые воды ассельского водоносного горизонта представлены одной пробой из скважины ВМ-1. Вода является слабым щелочным рассолом, жестким. Наглядно прослеживается преобладание хлор-иона над натрий-ионом. По генетической классификации В.А. Сулина относится к хлоркальциевому типу.

Результаты анализа пластовых вод пермских отложений по изучению физико-химических свойств представлены в таблице 1.1.4.2 ОВВ.

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды.

Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

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)

Основным источником поступления загрязняющих веществ в окружающую среду по Мангистауской области является сжигание попутного газа при разработке месторождений и

при добыче нефти, но необходимо учесть, что населенные пункты находятся на значительном расстоянии от территории месторождения.

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при строительстве буровых площадок;
- при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

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

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора).

В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

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.

Используемое современное оборудование оснащено различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

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

Территория месторождения Мунайбай не затрагивает особо охраняемые природные территории.

Памятники истории и культуры непосредственно на территории месторождения Мунайбай не выявлены.

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.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОБЪЕКТЫ, ПЕРЕЧИСЛЕННЫЕ В ПУНКТЕ 6 НАСТОЯЩЕГО ПРИЛОЖЕНИЯ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по погребению существующих объектов в случаях необходимости их проведения

Основными производственными операциями на месторождении Мунайбай при реализации проектных решений по «Проекту разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.», которые будут оказывать определенные негативные воздействия на окружающую среду – это добыча и сбор нефтегазовой смеси, транспортировка продукции потребителям.

Кроме основных производственных операций будут оказывать воздействие и сопутствующие структуры, такие как, системы энергообеспечения, теплоснабжение объектов, автотранспортные услуги, ремонт и обслуживание технологического оборудования.

В целом состояние окружающей среды при эксплуатации проектируемых объектов зависит от масштабов и интенсивности воздействия на нее. Основными результатами изменения экологической ситуации в штатном режиме являются: загрязнение атмосферного воздуха, нарушение почвенного и растительного покрова, геологической среды, загрязнение подземных вод.

Таким образом, в настоящем Отчете о возможных воздействиях дается оценка воздействия при проведении планируемых работ на месторождении Мунайбай на период разработки, при которых выявляются факторы воздействия, влияющие на изменения компонентов окружающей среды.

Воздействия на окружающую среду могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные - это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов при реализации проектных решений на месторождении:

-  Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов добычи;

- ✚ Возможны аварийные сбросы на почвогрунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются углеводородное сырье, сточные воды, ГСМ;
- ✚ Выбросы в атмосферу от организованных и неорганизованных источников. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы, в силу ограниченной интенсивности выбросов, не должны создавать высоких приземных концентраций;
- ✚ При производственной деятельности происходит образование и накопление производственных отходов. Отходы производства и потребления собираются в специальные емкости и вывозятся сторонним организациям на договорной основе.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе производственной деятельности в штатных ситуациях, а также при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог и неконтролируемым расширением зон землеотвода.

Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные природоохранные мероприятия обобщены в таблице 7.1.1.

Таблица 7.1.1 – Факторы воздействия на компоненты окружающей среды и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Работа оборудования. Шумовые воздействия	Профилактика и контроль оборудования и трубопроводных систем. Выполнение всех проектных природоохранных решений. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров Опосредованное воздействие через атмосферу и подземные воды	Герметизация технологических процессов. Проведение противокоррозионных мероприятий трубопроводных систем. Осмотр технического состояния канализационной системы. Контроль за техническим состоянием транспортных средств. Применение конструктивных решений, исключающий подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Очистка территории от мусора, металлолома и излишнего оборудования.
Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Уничтожение травяного покрова. Тепловое и электромагнитное	Создание системы контроля за состоянием почв. Инвентаризация, сбор отходов в специально оборудованных местах, своевременный вывоз отходов. Противопожарные мероприятия.

	воздействие. Иссущение.	Запрет на движение транспорта вне дорог. Визуальное наблюдение за состоянием растительности на территории производственных объектов.
Животный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	Разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных. Соблюдение норм шумового воздействия. Строительство специальных ограждений.

Любая хозяйственная деятельность может иметь последствиями изменение социальных условий региона как в сторону увеличения благ и выгод местного населения в сфере экономики, просвещения, здравоохранения, так и в сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных последствий.

В целом, антропогенные воздействия на окружающую среду могут быть как положительные, так и отрицательные. Однако, оценить положительные моменты воздействия на исторически сложившиеся экосистемы чрезвычайно сложно, так как единого мнения общества, какие аспекты изменений относить к положительным, а какие к отрицательным, в настоящее время нет. Кроме того, положительность изменений практически всегда оценивается с точки зрения сиюминутной выгоды для какой-либо социальной группы или общества без учета долговременных последствий и общей эволюции экосистемы.

В современной методологии Отчета о возможных воздействиях принято выделять следующие виды воздействий, оценка которых проводится автономно, и результаты этой оценки являются основой для определения значимости воздействий:

- прямые воздействия;
- кумулятивные воздействия;
- трансграничные воздействия.

К *прямым воздействиям* относятся воздействия, оказываемые непосредственно во время проведения тех или иных видов работ или технологических операций. Результатом прямого воздействия является изменение компонентов окружающей среды (например, увеличение приземных концентраций при выбросах в атмосферу, увеличение содержания углеводородов и тяжелых металлов при попадании нефти в грунтовые воды и т.п.).

Оценка масштабов, продолжительности и интенсивности прямого воздействия в целом не вызывает каких-либо негативных сложностей, т.к. достаточно подробно регламентирована многочисленными инструкциями и методическими указаниями.

Прямое воздействие оценивается по пространственным и временным параметрам и по его интенсивности, вытекающим из принятых технических решений. Методы определения прямого воздействия детально изложены ниже (раздел 17 ОВВ).

Кумулятивное воздействие представляет собой комбинированное воздействие прошлых и настоящих видов деятельности и деятельности, которую можно обоснованно предсказать на будущее. Эти виды деятельности могут осуществляться во времени и пространстве и могут быть аддитивными или интерактивными/синергичными (например, снижение численности популяции животных, обусловленное комбинированным воздействием выбросов, загрязнением почв и растительности). При попытках идентифицировать кумулятивные воздействия важно принимать во внимание как пространственные, так и временные аспекты, а также идентифицировать другие виды деятельности, которые происходят, или могут происходить на том же самом участке или в пределах той же самой территории.

Трансграничным воздействием называется воздействие, оказываемое объектами хозяйственной и иной деятельности одного государства на экологическое состояние территории другого государства.

Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Мунайбай (1000 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.

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)

Использование генетических, а также дефицитных и уникальных природных ресурсов при осуществлении проектных решений не предполагается.

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.

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, необходимое для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Рекомендации по системе внутрипромыслового сбора, переработки и транспортировки углеводородной продукции нефтегазоконденсатных скважин представлены в разделе 1.5.4 ОВВ.

Технологические показатели и основной фонд скважин в целом по месторождению Мунайбай (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт) по всем 4-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в разделе 1.5.3 ОВВ.

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2025 по 2029 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа, нефти и конденсата, а также фонда действующих добывающих нефтяных и газоконденсатных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2025 по 2029 гг.).

Характеристика основных технологических показателей за рассматриваемый период разработки месторождения (с 2025 по 2029 гг.), принятых для проведения предварительных расчетов, с целью определить воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 4-х вариантов разработки месторождения, представлены в таблице 1.8.1.2.1 ОВВ.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации 1 этапа разработки месторождения Мунайбай (участок Бахыт) в 2025-2027 гг. составит 5 ед., из них неорганизованных – 3 ед., организованных – 2 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации 2 этапа разработки месторождения Мунайбай (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт) в 2028-2029 гг. составит 15 ед., из них неорганизованных – 6 ед., организованных – 9 ед.

Ориентировочные перечни и количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования при эксплуатации месторождения, по 4-м рассматриваемым вариантам разработки представлены в таблицах 1.8.1.2.2-1.8.1.2.5 ОВВ.

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год
- ✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год
- ✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год
- ✓ 2028 год – 28,955801 г/с; 789,261025 т/год
- ✓ 2029 год – 30,951931 г/с; 851,601825 т/год

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

- ✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год
- ✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год
- ✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год
- ✓ 2028 год – 32,334711 г/с; 891,908224 т/год
- ✓ 2029 год – 37,291941 г/с; 1042,675924 т/год

❖ **3 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год
- ✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год
- ✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год
- ✓ 2028 год – 29,641621 г/с; 806,296625 т/год
- ✓ 2029 год – 33,252371 г/с; 911,884125 т/год

❖ **4 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год
- ✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год
- ✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год
- ✓ 2028 год – 30,918471 г/с; 847,370625 т/год
- ✓ 2029 год – 34,719001 г/с; 961,757325 т/год

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят углерода оксид, азота диоксид,

углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$, смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} и азота оксид.

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

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Мунайбай превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

ТОО «Lucent Petroleum» не имеет на собственном балансе полигонов и накопителей. В связи с этим, все образовавшиеся отходы производства и потребления вывозятся на договорной основе на полигоны других предприятий и на переработку.

Все отходы временно складировуются в специальные емкости и контейнеры, и по мере накопления вывозятся сторонними организациями на договорной основе.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены 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.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Порядок сбора, сортировки, хранения, утилизации, нейтрализации, реализации, размещения отходов и транспортировки производится в соответствии с требованиями к обращению с отходами, исходя из их уровня опасности (неопасные, опасные, зеркальные).

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

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;

Таблица 9.1 – Ориентировочный объем образования отходов на месторождении Мунайбай

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего	0,0	36,17923
в том числе отходов производства	0,0	7,28323
отходов потребления	0,0	28,896
<i>Опасные отходы</i>		
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь)	0,0	0,0508
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (тара из-под ЛКМ)	0,0	0,0464
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла)	0,0	1,645
Отходы изоляционных материалов	0,0	0,468
Отработанные масляные фильтры	0,0	0,0048
Свинцовые аккумуляторы (отработанные аккумуляторные батареи)	0,0	0,0051
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	0,0	0,00438
<i>Неопасные отходы</i>		
ТБО (смешанные коммунальные отходы)	0,0	10,5
Пищевые отходы (поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых)	0,0	18,396
Металлолом (черные металлы)	0,0	2,0
Огарки сварочных электродов (отходы сварки)	0,0	0,01875
Строительные отходы (смеси бетона, кирпича, черепицы и керамики)	0,0	3,0
Отработанное электрическое и электронное оборудование (портативное оборудование и оргтехника)	0,0	0,04
<i>Зеркальные</i>		
--	-	-



10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности на месторождении Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» 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

Оценка риска – процесс, используемый для определения степени риска анализируемой опасности для здоровья человека и окружающей среды. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетание, и разработка рекомендаций по уменьшению риска.

Увеличение количества и энергоемкости, используемых в промышленности опасных веществ, усложнение технологий и режимов управления современными производствами требуют разработки механизма получения обоснованных оценок и критериев безопасности таких производств с учетом всей совокупности экологических и социально-экономических факторов, в том числе вероятности и последствий возможных аварий.

Основная задача анализа риска заключается в том, чтобы предоставить объективную информацию о состоянии промышленных объектов лицам, принимающим решения в отношении безопасности анализируемого объекта. Анализ риска должен дать ответы на три вопроса:

1. Что плохого может произойти?
2. Как часто это может случаться?
3. Какие могут быть последствия?

Осуществление проектируемых работ на период разработки месторождения Мунайбай требует оценки экологического риска данного вида работ.

По степени экологической опасности последствия производственной деятельности можно подразделить на следующие типы:

- экологически опасные (техногенная деятельность приводит к необратимым изменениям природной среды);
- относительно опасные (природная среда самостоятельно или с помощью человека может восстановить изменения, связанные с производственной деятельностью);
- безопасные, когда техногенные воздействия не оказывают существенного влияния на природную среду и социально-экономические условия осваиваемой территории.

Оценка возможного экологического риска производственной деятельности предприятия выполняется на основе:

- комплексной оценки последствий воздействия на компоненты окружающей среды при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта;
- данных обо всех видах аварийных ситуаций, которые имели место на месторождении, причин и вероятности их возникновения;
- анализа сценариев развития аварийных ситуаций и определения характера опасного воздействия на население и окружающую среду.

При оценке риска намечаемой деятельности на период разработки месторождения Мунайбай можно выделить следующие потенциально опасные объекты:

- добывающие скважины;
- технологическое оборудование, задействованное в системе подготовки углеводородного сырья.

Необъективная оценка экологического риска инициатором хозяйственной деятельности влечет за собой финансовые потери, соизмеримые с затратами на производственные нужды данного производства.

11.1 Вероятность возникновения аварийных ситуаций, виды, повторяемость, зона воздействия

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных - построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды - всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- наличие в сырье агрессивных компонентов (сероводорода и углекислого газа) и конденсационной воды-отказы, вызванные коррозией оборудования и связанные с токсичностью сырья;
- природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- пластовые термобарические условия;



- состояние пласта;
- режим работы залежи;
- особенности геологического строения местности;
- разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- неудачный выбор конструкции оборудования;
- нарушение технологических режимов эксплуатации;
- низкая квалификация обслуживающего персонала;
- нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.

Степень риска для каждого объекта месторождения зависит как от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Техногенные факторы потенциально более опасны. Они могут привести к разливу углеводородного сырья и выбросу в атмосферу природного и попутного газа. Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефтепродуктов не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- ❖ неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;



- ❖ осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- ❖ естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для окружающей среды при разработке месторождения Мунайбай, связаны, как правило, со следующими процессами:

- ❖ выброс газа при разгерметизации технологического оборудования;
- ❖ неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- ❖ разливы химических реагентов и жидкостей;
- ❖ разлив углеводородной жидкости при транспортировке;
- ❖ аварии трубопроводных систем (коррозия и дефекты трубопроводов).

При аварийных разливах химреагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации скважин предусматриваются системы противовыбросового оборудования и другого оборудования, запорной арматуры, способной удерживать давление.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль над ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Строгое соблюдение проектных решений, применение современных технологий и трудовая дисциплина на рассматриваемом этапе разработки месторождения Мунайбай, позволят судить о низкой степени возникновения аварийных ситуаций.

11.2 Оценка воздействия аварийных ситуаций на окружающую среду

Оценки вероятного возникновения аварийной ситуации позволяют прогнозировать негативное воздействие аварий на компоненты окружающей среды. Такое воздействие может быть оказано на:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;
- почвенно-растительные ресурсы;
- недра.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с выбросами загрязняющих веществ, значительная роль в которых принадлежит углеводородам и сернистым соединениям, а при возгорании сырья – углекислый и угарный газы, сажа, диоксиды серы и азота. Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций. Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов. Газы и аэрозоли, выбрасываемые в атмосферу, характеризуются высокой реакционной способностью. Сажа, возникающая при сгорании УВ, сорбирует тяжелые металлы и радионуклиды и при осаждении на поверхность могут загрязнить обширные территории, проникнуть в организм человека через органы дыхания.

К атмосферным загрязнителям относятся углеводороды - насыщенные и ненасыщенные, включающие от 1 до 3 атомов углерода. Они подвергаются различным превращениям, окислению, полимеризации, взаимодействуя с другими атмосферными загрязнителями после возбуждения солнечной радиацией.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.



Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр трубопроводных систем и технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на недра

При эксплуатации месторождения могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на недра:

- нефтегазоводопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- подтопление территории вследствие технологических утечек, которое может привести к изменению условий распространения сейсмических волн.

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы нефтепродуктов и конденсата;
- разливы производственных сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации. Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования и трубопроводных систем, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.3 Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.



При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:

- ❖ меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- ❖ меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварий.

Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности.

Компания ТОО «Lucent Petroleum» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ на месторождении и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения и своих работников. Специалисты компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

При разработке «Плана действий на случай возникновения любых неплановых аварийных ситуаций на месторождении» должны быть учтены следующие аспекты:

- ✓ положение о готовности к действиям в чрезвычайных ситуациях;
- ✓ план мероприятий по борьбе с загрязнением воздуха токсичными веществами;
- ✓ разработку структуры штаба по ликвидации последствий происшествий и аварий с указанием различных штатных функций и обязанностей;



- ✓ разработку программы экстренного оповещения и информирования с указанием представителей предприятия и природоохранного органа;
- ✓ перечень оборудования на случай аварийной ситуации;
- ✓ программу учебной подготовки на случай аварийной ситуации.

К авариям на производстве относятся полное или частичное повреждение оборудования, машины, механизмов, агрегатов, разрушение зданий и сооружений, в результате которых произошли (или могут произойти) несчастные случаи взрывы, пожары, внезапные выбросы опасных и токсичных веществ, представляющих потенциальную опасность для жизни и здоровья людей, а также возможно длительное нарушение производственного процесса.

Вскрытие продуктивных отложений, содержащих сероводород, углекислый газ и другие агрессивные вещества, нередко сопровождаются газонефтеводопроявлениями (ГНВП). Переход ГНВП в открытое фонтанирование приводит к огромным потерям, загрязнению, при наличии сероводорода – отравлению людей и окружающей среды.

При надлежащем уровне организации работ подавляющее большинство своевременно обнаруженных газонефтеводопроявлений могут быть ликвидированы силами бригады. В случае появления признаков газонефтеводопроявления бригада должна действовать в соответствии с «Планом практических действий бригад освоения, испытания и ремонта скважин при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов». При этом надо помнить, что любое газонефтеводопроявление может привести к открытому фонтанированию скважины.

Виды аварий и осложнений, а также план действий при возникновении ГНП и открытых фонтанов подробно рассмотрены в «Плане ликвидации аварий при проведении освоения и испытания скважин месторождений ТОО «Lucent Petroleum»» и представлены в таблице 11.3.1.

Таблица 11.3.1– Виды аварий и осложнений и план действий при возникновении ГНП и открытых фонтанов на месторождениях ТОО «Lucent Petroleum»

№ п/п	Виды аварий и осложнений, место их возникновения	Первоначальные действия вахты при возникновении ГНП и открытых фонтанов	Лица, ответственные за выполнение работ	Кто должен быть вызван	Кто должен быть извещен
1	В процессе перфорации появился перелив промывочной жидкости из эксплуатационной колонны.	1.Немедленно предупредить мастера по освоению и испытанию об осложнении	1-ый заметивший	Мастер по освоению и испытанию, инженер по ГИС, начальник промысла	Заместитель генерального директора по бурению, начальник промысла
		2.Немедленно поднять снаряд на поверхность. В случае прихвата снаряда или резкого усилия проявления отрубить кабель, загерметизировать устье скважины верхним превентором с глухими плашками при открытых задвижках выкидной линии. Плашки превентора зафиксировать ручным приводом.	Инженер по ГИС, мастер по освоению и испытанию		
		3.Немедленно предупредить бурильщика об осложнении.	1-ый заметивший		
		4.Дальнейшие работы вести по Специальному плану.	Ответственный ИТР, мастер по освоению и испытанию		
2	При спуске и подъеме насосно-компрессорных труб появился перелив жидкости.	1.Прекратить СПО, на НКТ навернуть специальную трубу, из гидроротора (АПР-2) извлечь разъемный центратор, навернуть специальную трубу, спустить в скважину, при открытых задвижках на отводе закрыть нижний превентор плашки, зафиксировать ручным приводом.	Мастер по освоению и испытанию, бурильщик, члены вахты	Мастер по освоению и испытанию, ответственный ИТР, начальник промысла	Заместитель генерального директора по бурению, ТОО «ЭкоМунайГаз»
		2.Следить за ростом давления на устье скважины.	Мастер по освоению и испытанию, бурильщик, члены вахты		
		3. Дальнейшие работы вести по Специальному плану.	Мастер по освоению и испытанию, бурильщик, члены вахты		



№ п/п	Виды аварий и осложнений, место их возникновения	Первоначальные действия вахты при возникновении ГНП и открытых фонтанов	Лица, ответственные за выполнение работ	Кто должен быть вызван	Кто должен быть извещен
3	При отсутствии НКТ в скважине начался перелив промывочной жидкости	1.Немедленно предупредить бурильщика.	1-ый заметивший	Мастер по освоению и испытанию, геолог, ответственный ИТР, начальник промысла	Заместитель генерального директора по бурению
		2.При открытых задвижках выкидной линии на сброс, закрыть верхний плашечный превентор «глухими» плашками. Плашки зафиксировать ручным приводом. Закрыть концевую задвижку на выкидной линии.	Мастер по освоению и испытанию, бурильщик, члены вахты		
		3.Следить за ростом давления на устье скважины.	Бурильщик		
		4.Дальнейшие работы вести по Специальному плану.	Ответственный ИТР, мастер по освоению и испытанию		
4	Открытое фонтанирование. При невозможности герметизировать устье скважины.	1.Немедленно прекратить все работы, остановить двигатели внутреннего сгорания. Обесточить скважину, ликвидировать источники возможного воспламенения фонтана, сообщить о фонтане в ТОО «ЭкоМунайГаз»	Бурильщик, члены вахты	Мастер по освоению и испытанию, геолог, ответственный ИТР, ТОО «ЭкоМунайГаз»	Заместитель генерального директора по бурению, ТОО «ЭкоМунайГаз»

План эвакуации и мероприятий по недопущению отравления людей, работающих на месторождении

Во избежание отравления людей, работающих на месторождении с содержанием сероводорода, и при необходимости их оперативной эвакуации из зоны загазованности следует выполнять следующие требования:

1. Обеспечить всех, находящихся на месторождении, средствами индивидуальной защиты (противогазами) под роспись.
2. Обеспечить промысла приборами для замера концентрации сероводорода, медицинскими аптечками, осветительными фонарями, аншлагами с надписью «Хода нет», «Сероводород-Яд», «Въезд запрещен».
3. Запретить нахождение посторонних людей на объектах и в жилых помещениях подразделений.
4. Систематически производить контроль воздушной среды согласно утвержденному графику и мест отбора проб.
5. При появлении загазованности на объектах немедленно оповестить всех людей, находящихся на его территории, принять меры по предотвращению отравления.
6. При возникновении концентрации сероводорода выше предельно допустимого вывести людей в безопасную зону, обеспечить линии электроснабжения, находящихся в зоне загазованности, принять меры противопожарной безопасности и немедленно сообщить диспетчерской службе о загазованности с указанием причины, концентрации сероводорода, направлении ветра и распространении газового шлейфа. Для оперативной эвакуации людей из опасной зоны указать их количество.
7. При выводе людей из зоны загазованности следует помнить, что двигаться нужно в направлении против ветра. Исключение составляет причина возникновения загазованности от постороннего источника (сборного пункта нефти, поврежденного трубопровода). В таком случае вывод людей осуществляется в перпендикулярном направлении ветра.
8. Получив информацию о загазованности объекта, диспетчерская служба в свою очередь должна немедленно оповестить все подразделения, в первую очередь те, в сторону которых распространяется газовый шлейф, а также дежурного цеха добычи и других смежных предприятий.
9. При необходимости эвакуации немедленно сообщить об этом в транспортный отдел ТОО «Lucent Petroleum» с указанием количества людей, подлежащих эвакуации,

объекта эвакуации и количества необходимого для этого транспорта и контролировать ход эвакуации.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

- ✓ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ✓ использование новейших природосберегающих технологий;
- ✓ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ✓ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые ТОО «Lucent Petroleum», обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения на период разработки месторождения.

11.4 Безопасность жизнедеятельности

11.4.1 Общие положения

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, возникшая в результате аварии, бедствия или катастрофы, которые повлекли или могут повлечь гибель людей, ущерб их здоровью, окружающей среде и объектам хозяйствования, значительные материальные потери и нарушения условий жизнедеятельности населения.

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков. Так, по происхождению ЧС можно подразделять на ситуации техногенного и природного характера. Чрезвычайные ситуации можно классифицировать по типам и видам событий, лежащих в их основе, по масштабу распространения, по сложности обстановки, тяжести последствий.

Чрезвычайные ситуации природного характера - чрезвычайные ситуации, вызванные стихийными бедствиями (землетрясениями, селями, лавинами, паводками и другими), природными пожарами, эпидемиями и эпизоотиями, поражениями сельскохозяйственных растений и лесов болезнями и вредителями.



Чрезвычайные ситуации техногенного характера - чрезвычайные ситуации, вызванные промышленными, транспортными и другими авариями, пожарами (взрывами), авариями с выбросами (угрозой выброса) сильнодействующих ядовитых, радиоактивных и биологически опасных веществ, внезапным обрушением зданий и сооружений, прорывами плотин, авариями на электроэнергетических и коммуникационных системах жизнеобеспечения, очистных сооружениях.

Обеспечение безопасности при разработке месторождения, эксплуатации объектов бурения, обустройства, сбора и транспорта продукции, является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

Законодательство Республики Казахстан в области чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера основывается на Конституции Республики Казахстан и состоит из Закона РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V, а также иных нормативных правовых актов РК, в том числе технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности» (утверждены приказом МЧС РК от 17.08.2021 г. №405), приказа МВД РК от 24.10.2014 г. №732 «Об утверждении объема и содержания инженерно-технических мероприятий гражданской обороны».

Ликвидация ЧС – спасательные, аварийно-восстановительные и другие неотложные работы, проводимые при возникновении чрезвычайных ситуаций и направленные на спасение жизни и сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба и материальных потерь, а также на локализацию зон чрезвычайных ситуаций.

Первоочередные действия по ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера организуют в соответствии с ранее утвержденными планами местные исполнительные органы совместно с территориальными органами уполномоченного органа и руководители организаций с привлечением сил и средств аварийно-спасательных служб, дислоцированных в зоне чрезвычайной ситуации.

При первоочередных действиях может проводиться временная эвакуация населения из зоны чрезвычайной ситуации, мобилизация необходимых материально-технических ресурсов организаций, прекращается или приостанавливается работа объекта, на котором произошли авария, бедствие или катастрофа, изменяется режим работы в организациях, вводятся ограничения (карантин) на передвижение людей и грузов, осуществляются возможные

спасательные и аварийно-восстановительные работы, обеспечиваются общественный порядок и охрана объектов.

Границы зон чрезвычайных ситуаций определяются руководителями ликвидации чрезвычайных ситуаций, назначенными в соответствии с законодательством Республики Казахстан, на основе классификации чрезвычайных ситуаций, установленной Правительством Республики Казахстан.

При ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера немедленно вводится в действие служба экстренной медицинской помощи, а при недостаточности включаются медицинские силы и средства центральных государственных органов и организаций.

Аварийно-спасательные службы оснащаются техникой, специальным оборудованием, инструментами и приборами, необходимыми для спасательных и аварийно-восстановительных работ.

В целях скорейшей стабилизации обстановки, обеспечения законности и правопорядка, создания условий для проведения необходимых спасательных и аварийно-восстановительных работ в зонах чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера может вводиться режим чрезвычайного положения.

При введении режима чрезвычайного положения могут устанавливаться особые формы управления, ограничиваться отдельные права и свободы граждан, применяться другие меры, предусмотренные законодательством Республики Казахстан.

Аварии, бедствия и катастрофы, приведшие к возникновению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, подлежат расследованию в порядке, установленном Правительством Республики Казахстан.

11.4.2 Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций;
- разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты

К основным мероприятиям по обеспечению технологической безопасности при разработке месторождения, которая обеспечивает безопасность жизнедеятельности, относятся следующие:

- контроль соответствия применяемого оборудования механизмов и приборов стандартам, строительным нормам и правилам, техническим условиям и правилам безопасности, действующим в Республике Казахстан;
- контроль наличия проектной и технической документации на сооружения и объекты нефтепромысла, разработанной организациями, имеющими лицензию на проектирование в Республике Казахстан;
- выполнение требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности в Республике Казахстан» при эксплуатации импортного оборудования, механизмов и приборов;
- организация работ по обеспечению эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений в соответствии с требованиями Единой системы охраны труда;
- подготовка, обучение, повышение квалификации рабочих, аттестации ИТР для безопасного ведения производственных процессов при эксплуатации нефтепромысловых объектов и сооружений;
- разработка плана ликвидации возможных аварий для каждого взрывопожароопасного объекта, сооружения. Создание аварийно-спасательных служб с оснащением их необходимой техникой и имуществом;
- организация постоянного контроля состояния скважин, нефтепроводов;
- создание формированной медицинской службы с оснащением для оказания первой медицинской помощи при ЧС;
- создание необходимых запасов продовольственных, медицинских и материально-технических средств для проведения аварийно-восстановительных и спасательных работ при возникновении ЧС;
- контроль проектной документации обустройства месторождения в области выполнения мероприятий, связанных с учетом сейсмичности территории;
- организация сбора и вывоза нефти, полученной при испытаниях и исследованиях скважин. Организация безопасного перевоза нефти и других опасных грузов автотранспортом;
- участие в проведении республиканских командно-штабных учениях по вопросам предупреждения и ликвидации ЧС.

Нормативно-методическое обеспечение системы чрезвычайного реагирования на месторождении – это пакет документов, определяющих перечень предупредительных мероприятий, структуру системы аварийного оповещения и систему мероприятий по ликвидации аварийной ситуации:

- «План мероприятий по ликвидации возможных аварий, защите людей и окружающей среды на территории буровых, производственных участков, санитарно-охранной зоне и в пределах разведочных площадей».
- «План ликвидации возможных аварий».
- «Декларация безопасности промышленного объекта».

Основу аварийно-спасательных сил составляет военизированное противотанковое предприятие, противопожарная служба.

В случае возникновения аварийной ситуации, согласно плану ликвидации аварии, должны быть оповещены следующие учреждения и службы: оперативная дежурная часть ДЧС Мангистауской области, начальник Департамента ЧС Мангистауской области, оперативная дежурная ТОО «ЭкоМунайГаз», офис ТОО «Lucent Petroleum», менеджер по проектам, технический руководитель по ОТ и ПБ, ООС, главный геолог.

Организация несет ответственность за поддержание процедур и процессов в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в отношении всех сотрудников и персонала. В случае возникновения инцидента, способного оказать негативное воздействие на сотрудников, эвакуация будет произведена в соответствии с планами, разработанными и принятыми - Планами ликвидации возможных аварий.

Производственные площадки должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения и пожарным инвентарем, а инженерно-технический персонал и рабочие – необходимой документацией для обеспечения безопасных условий труда.

Оборудование безопасности и пожаротушения должно устанавливаться только после прохождения процедуры получения на них свидетельств о безопасности в уполномоченных органах и сертификатов соответствия РК в Госстандарте в соответствии с законами РК.

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

12.1 Мероприятия по предотвращению загрязнения атмосферного воздуха

ТОО «Lucent Petroleum» разрабатывает и реализовывает мероприятия по охране атмосферного воздуха. Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Мунайбай выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране атмосферного воздуха:

- ✓ проведение мониторинга атмосферного воздуха на границе СЗЗ.

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

При реализации проектных решений на месторождении Мунайбай предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране атмосферного воздуха:

- ввод в эксплуатацию, ремонт и реконструкция пылегазоочистных установок, предназначенных для улавливания, обезвреживания (утилизации) вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от технологического оборудования и аспирационных систем;
- выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- внедрение оборудования, установок и устройств очистки, по утилизации попутных газов, нейтрализации отработанных газов, подавлению и обезвреживанию выбросов загрязняющих веществ и их соединений в атмосферу от стационарных и передвижных источников загрязнения;
- проведение работ по пылеподавлению на объектах недропользования и строительных площадках, в том числе на внутрипромысловых дорогах;
- внедрение и совершенствование технических и технологических решений (включая переход на другие (альтернативные) виды топлива, сырья, материалов), позволяющих снижение негативного воздействия на окружающую среду;
- приобретение современного оборудования, замена и реконструкция основного оборудования, обеспечивающих эффективную очистку, утилизацию, нейтрализацию,

- подавление и обезвреживание загрязняющих веществ в газах, отводимых от источников выбросов, демонтаж устаревших котлов с высокой концентрацией вредных веществ в дымовых газах;
- внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
 - снижение использования озоноразрушающих веществ путем применения озонобезопасных веществ;
 - внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны;
 - проведение обязательного производственного контроля атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны и на рабочих местах;
 - предоставление информации о результатах производственного контроля в территориальные подразделения государственного органа в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения 1 раз в полугодие к 5 числу последующего месяца;
 - внедрение систем автоматического мониторинга выбросов вредных веществ на источниках и качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны;
 - строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием атмосферного воздуха с расширением перечня контролируемых загрязняющих веществ за счет приобретения современного оборудования и внедрения локальной сети передачи информации в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и его территориальные подразделения.

12.2 Мероприятия по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Метеорологические условия – являются важным фактором, определяющим уровень загрязнения приземных слоев атмосферы. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на месторождении Мунайбай являются:

- ❖ пыльные бури;
- ❖ штормовой ветер;



- ❖ штиль;
- ❖ температурная инверсия;
- ❖ высокая относительная влажность (выше 70 %).

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

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

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

- контроль за герметичностью газоотводных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество ВВ (факельная система);
- запрещение продувки и чистки оборудования, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;

- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием и т. д.).

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

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

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанным схемам маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;
- запрещение сжигания отходов производств и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле - газоулавливающими аппаратами.

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

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

12.3 Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения и истощения



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

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Мунайбай выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране водных объектов:

- ✓ установка временных септиков для сбора хозяйственных сточных вод с последующей откачкой ассенизационной машиной по договору для утилизации сточных вод.

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

С целью минимизации негативного воздействия на подземные воды необходимо проведение ряда природоохранных мероприятий:

- осуществление комплекса технологических, гидротехнических, санитарных и иных мероприятий, направленных на предотвращение засорения, загрязнения и истощения водных ресурсов;
- проведение строительных работ с соблюдением требований водного законодательства РК;
- внедрение систем автоматического мониторинга качества потребляемой и сбрасываемой воды;
- проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод;
- проведение мероприятий по защите подземных вод;
- изучение защищенности подземных вод;
- оборудование сети наблюдательных скважин для контроля за качеством подземных вод;
- систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения;

- выявление и учет фактических и потенциальных источников загрязнения подземных вод;
- если в процессе эксплуатации месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения;
- не допускать использование вод пригодных для питьевого водоснабжения в производственных целях.

12.4 Мероприятия по сохранению недр

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

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

- ❖ внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию, подземном хранении нефти, газа, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод в недра;
- ❖ инвентаризация, консервация и ликвидация источников негативного воздействия на недра;
- ❖ работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- ❖ конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- ❖ обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения газа;

- ❖ обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- ❖ обеспечение полноты извлечения полезных ископаемых;
- ❖ использование недр в соответствии с требованиями законодательства по охране окружающей среды, предохраняющими недра от проявлений опасных техногенных процессов при разведке и добыче;
- ❖ предотвращение загрязнения недр при проведении операций по недропользованию;
- ❖ обеспечение экологических требований при складировании и размещении промышленных и бытовых отходов в целях предотвращения их накопления на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод;
- ❖ выполнение противокоррозионных мероприятий;
- ❖ предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважин;
- ❖ проведение мониторинга недр на месторождении.

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

12.5 Мероприятия по снижению воздействия на почвенный покров

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Мунайбай выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране земель:

- ✓ рекультивация нарушенных земель;
- ✓ недопущение движения автотранспорта и выполнения работ, связанных со строительством за пределами проектируемой площадки.

Для снижения негативного воздействия на почвенный покров на месторождении Мунайбай будет предусмотрено внедрение следующих мероприятий:

- применение герметичного, устойчивого к возможным механическим, термическим и химическим нагрузкам технологического оборудования, системы обнаружения утечек;
- инвентаризация и ликвидация бесхозных производственных объектов, загрязняющих окружающую среду;



- мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
- защита земель от истощения, деградации и опустынивания, негативного воздействия водной и ветровой эрозии, селей, оползней, подтопления, затопления, заболачивания, вторичного засоления, иссушения и уплотнения, загрязнения отходами, химическими, биологическими, радиоактивными и другими вредными веществами;
- защита земель от заражения карантинными объектами, чужеродными видами и особо опасными вредными организмами, их распространения, зарастания сорняками, кустарником и мелкоколесем, а также от иных видов ухудшения состояния земель;
- ликвидация последствий загрязнения, в том числе биогенного, и захламления;
- сохранение достигнутого уровня мелиорации;
- выполнение мероприятий, направленных на восстановление естественного природного плодородия или увеличение гумуса почв.

Для характеристики экологического состояния земель, своевременного выявления изменений, их оценки и прогноза дальнейшего развития, на территории месторождения необходимо постоянное ведение экологического мониторинга земель.

12.6 Мероприятия по сохранению и улучшению состояния растительности

Восстановление растительности до состояния близкого к исходному длится не один десяток лет, а при продолжающемся воздействии не происходит никогда.

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Мунайбай выполняется и будет выполняться следующий объем работ по охране растительного мира:

- ✓ озеленение территории сел Боранкул и Бейнеу (посадка саженцев - 2024 год – 20 шт., 2025 год – 20 шт.)

Для уменьшения техногенного воздействия на растительные сообщества рекомендуется проведение следующих мероприятий:



- проведение мероприятий по сохранению естественных условий функционирования природных ландшафтов и естественной среды обитания, принятие мер по предотвращению гибели находящихся под угрозой исчезновения или на грани вымирания видов (подвидов, популяций) растений и животных;
- озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий, вокруг больниц, школ, детских учреждений и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов;
- использование только необходимых дорог, обустроенных щебнем или твердым покрытием;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенно-растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- в случае аварийных ситуаций, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы, осуществить биологическую рекультивацию с последующей фитомелиорацией;
- контроль и недопущение бесконтрольного слива горюче-смазочных материалов на грунт;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- проведение визуального осмотра производственного участка на предмет обнаружения замазученных пятен.

12.7 Мероприятия по сохранению и восстановлению видового разнообразия животного мира

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду настоящим проектом учтены требования ст.245 ЭК РК, а также в соответствии с требованиями ст.17 ЗРК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» и п.2 ст.78 ЗРК «Об особо охраняемых природных территориях» разработаны следующие мероприятия по сохранению среды обитания и условий размножения объектов животного мира при проведении планируемых работ:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;



- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных;
- запрет на изъятие животных, разрушение их жилищ и других сооружений, беспокойство животных в период размножения, нарушение среды обитания животных и ухудшение условий их размножения;
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение и утилизация отходов, являющихся приманкой;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- создание маркировок на объектах и сооружениях;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива нефтепродуктов и различных химических веществ.

В соответствии со ст.257 ЭК РК, для *охраны редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных*, необходимо соблюдение следующих мероприятий:

- не допускать действия, которые могут привести к гибели, сокращению численности или нарушению среды обитания редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных;
- обеспечение охраны животных в пределах закрепленных территорий, сообщать уполномоченному государственному органу в области охраны, воспроизводства и использования животного мира о ставших им известными или выявленных случаях гибели животных, отнесенных к редким и находящимся под угрозой исчезновения видам;

- редким и находящимся под угрозой исчезновения видам животных оказывается помощь в случаях их массовых заболеваний, угрозы гибели при стихийных бедствиях и вследствие других причин в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области охраны, воспроизводства и использования животного мира;
- в целях предотвращения гибели животных, отнесенных к редким и находящимся под угрозой исчезновения видам животных, запрещается их изъятие, кроме исключительных случаев по решению Правительства Республики Казахстан.

12.8 Мероприятия по обезвреживанию, утилизации и захоронению всех видов отходов

Согласно «Плану мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ», на месторождении Мунайбай выполняется и будет выполняться следующий объем работ по обращению с отходами:

- ✓ обеспечение гидроизолированным инженерным сооружением для сбора твердой и жидкой фазы бурения;
- ✓ сбор и вывоз отходов для утилизации и вторичного использования на договорной основе.

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

Мероприятия по сокращению объема отходов предполагают применение безотходных технологий либо уменьшение, по мере возможности, количества или относительной токсичности отходов путем применения альтернативных материалов, технологий, процессов, приемов.

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

- ✓ внедрение технологий по сбору, транспортировке, обезвреживанию, использованию и переработке любых видов отходов, в том числе бесхозяйных;
- ✓ реконструкция, модернизация оборудования и технологических процессов, направленных на минимизацию объемов образования и размещения отходов;
- ✓ проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами.
- ✓ организация максимально возможного вторичного использования образующихся отходов по прямому назначению и других целей;
- ✓ снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды при хранении, транспортировке и захоронении отходов;
- ✓ исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов и технологий;
- ✓ предотвращения смешивания различных видов отходов;
- ✓ постоянный учет и контроль над движением, размещением и утилизацией отходов производства и потребления в соответствии с экологическими требованиями и санитарными нормами;
- ✓ запрещение несанкционированного складирования отходов.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

Согласно ст.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».

Компенсация потери биоразнообразия должна быть ориентирована на постоянный и долгосрочный прирост биоразнообразия и осуществляется в виде:

- 1) восстановления биоразнообразия, утраченного в результате осуществленной деятельности;
- 2) внедрения такого же или другого, имеющего не менее важное значение для окружающей среды вида биоразнообразия на той же территории или на другой территории, где такое биоразнообразие имеет более важное значение.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Территория месторождения Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» не затрагивает особо охраняемые природные территории. На исследуемой территории не выявлено редких и исчезающих видов фауны, занесенных в Красную Книгу. Редких, эндемичных и реликтовых видов растений на территории месторождения Мунайбай не обнаружено. А также отсутствуют объекты историко-культурного наследия.

Негативного воздействия на здоровье населения прилегающих территорий не ожидается в связи со значительным удалением участка планируемых работ от населенных пунктов. Ожидается положительное воздействие за счет улучшения здоровья членов семей местных специалистов, задействованных на строительных работах в связи с ростом доходов.

В результате проведенной оценки воздействия установлено, что в целом воздействие на окружающую среду от реализации проекта будет средней (допустимой) значимости, а результат социально-экономического воздействия будет иметь позитивный эффект.

Таким образом, реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и незначительно повлияет на абиотические и биотические связи территории, с учетом того, что данная территория уже подвержена антропогенному вмешательству из-за интенсивной деятельности по недропользованию. В рассматриваемом районе находятся многие находящиеся в разработке

месторождения таких компаний, как АО «Эмбаунайгаз» (Западная Прорва, С. Нуржанов, Актобе и т.д.), ТОО «Тенгизшевройл» (Тенгиз), а также других недропользователей.

Проведенная оценка воздействия на окружающую среду позволяет сделать следующие выводы:

- Негативные воздействия намечаемой деятельности на биоразнообразие не выявлены.
- В процессе проведения оценки воздействия на окружающую среду проектируемой деятельности выявлено, что отсутствуют риски утраты биоразнообразия.

Реализация намечаемой деятельности не приведет:

- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся редкими или уникальными;
- к потере биоразнообразия в части объектов растительного и (или) животного мира или их сообществ, являющихся составной частью уникального ландшафта;
- к потере биоразнообразия вследствие применения современных технологий.

В связи с вышесказанным, проведение оценки потери биоразнообразия и разработка мероприятий по их компенсации не требуется.

Компенсация потери биоразнообразия по данному проекту также не требуется, поскольку отсутствует биоразнообразие, которое будет утрачено в результате осуществленной деятельности.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

14.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Для объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду на период разработки месторождения Мунайбай надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок (представлены в разделе 17.1 данного Отчета) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду на месторождении Мунайбай сведена в таблицу 14.1.1.

Таблица 14.1.1 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при разработке месторождения Мунайбай

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Водные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Недра	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Сильная (4)	Высокая (32)
Отходы производства и потребления	Ограниченный (2)	Кратковременный (1)	Незначительная (1)	Низкая (2)
Физические факторы	Локальный (1)	Многолетний (4)	Незначительная (1)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Растительность	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Животный мир	Ограниченный (2)	Многолетний (4)	Умеренная (3)	Средняя (24)
Итого:	-	-	-	Средняя (19,75)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений разработки месторождения Мунайбай составляет 19,75 баллов, что соответствует *среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды.*

Воздействия могут иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел.

Таким образом, реализация проектных решений на месторождении Мунайбай при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

14.2 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при разработке месторождения Мунайбай представлены в таблице 14.2.1.

Таблица 14.2.1 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность

Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении Мунайбай надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки (представлена в разделе 17.2 ОВВ) с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Мангистауской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 14.2.2.

Таблица 14.2.2 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений на м. Мунайбай

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространств.	временной	интенсивность		
<i>Социальная сфера</i>								
Трудовая занятость	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Незначительное (-1)	-7	Среднее отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
<i>Экономическая сфера</i>								
Экономическое развитие территории	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Слабое (+2)	-	-	-	+11	Высокое положительное
Транспорт	Местное (+3)	Постоянное (+5)	Незначительное (+1)	-	-	-	+9	Среднее положительное
Скотоводство	-	-	-	Точечное (-1)	Постоянное (-5)	Умеренное (-3)	-9	Среднее отрицательное
Инвестиционная деятельность	Региональное (+4)	Постоянное (+5)	Умеренное (+3)	-	-	-	+12	Высокое положительное



15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА, ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО СОДЕРЖАНИЮ, СРОКИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ОТЧЕТОВ О ПОСЛЕПРОЕКТНОМ АНАЛИЗЕ УПОЛНОМОЧЕННОМУ ОРГАНУ

В соответствии со ст.78 ЭК РК №400-VI от 02.01.2021 г. после получения заключения по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду к Проекту необходим обязательный послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Проектной организацией будет проведен послепроектный анализ, который должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду. Проведение послепроектного анализа обеспечивается оператором соответствующего объекта за свой счет.

Составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности Отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет-ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАЙ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В случае прекращения намечаемой деятельности, для восстановления окружающей среды, необходимо проведение следующих мероприятий:

- приведение нарушенного участка в состояние, безопасное для населения и животного мира;
- приведение земель в состояние, пригодное для восстановления почвенно-растительного покрова естественным путем;
- улучшение микроклимата на восстановленной территории, нейтрализация отрицательного воздействия нарушенной территории на окружающую среду и здоровье человека.

Для устранения этих негативных процессов предусматривается рекультивация всех нарушенных земель. Рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий, и прилегающие к ним земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия.

Рекультивация нарушенных и загрязненных земель проводится в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель». (Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346) по отдельным, специально разрабатываемым проектам.

Сроки и этапность рекультивации намечаются в соответствии с предполагаемым уровнем загрязнения для данной природной зоны и состоянием биогеоценоза. Основным направлением рекультивации земель является сельскохозяйственное, в качестве пастбищных угодий.

Технический этап рекультивации земель включает следующие работы:

- уборка строительного мусора, удаление с территории строительной полосы всех временных устройств;
- засыпка ликвидируемых ям, канав, траншей грунтом, с отсыпкой валика, обеспечивающего создание ровной поверхности после уплотнения грунта;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади месторождения равномерным слоем или транспортирование его в специально отведенные места, указанные в проекте рекультивации;
- оформление откосов кавальеров, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;

- мероприятия по предотвращению эрозионных процессов.

Если на данном этапе работ будут обнаружены нефтезагрязненные участки почвы, то необходимо провести очистку территории. Все большее значение в последнее время приобретают биологические методы очистки загрязненной почвы от нефтеотходов – отработанных масел и др. в обычных условиях этот процесс протекает медленно – в течение столетий.

Основными условиями, обеспечивающими биоразложение нефтепродуктов, являются присутствие воды, минеральных солей, источников азота и свободного кислорода. Оптимальная температура биоразложения 20 – 35 °С, т.е. метод биологической очистки проводят в летний период. Процесс ускоряется при диспергировании. Для его интенсификации микроорганизмам необходима дополнительная питательная среда.

Биологический этап рекультивации проводится после технического этапа и включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на восстановление плодородия земель.

Консервация или ликвидация объектов операций по разведке и (или) добыче углеводородов будет осуществляться в соответствии с законодательством Республики Казахстан о недрах и недропользовании и с учетом экологических требований, указанных в ст.279 ЭК РК.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При разработке проекта были соблюдены основные принципы разработки Отчета о возможных воздействиях, а именно:

- учет экологической ситуации на территории, оказывающейся в зоне влияния хозяйственной деятельности;
- информативность при проведении разработки Отчет о возможных воздействиях;
- понимание целостного характера проводимых процедур, выполнение их с учетом взаимосвязи возникающих экологических последствий с социальными, экологическими и экономическими факторами.

Объем и полнота содержания представленных материалов отвечают требованиям статьи 72 Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК.

17.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-о от 29.10.10 г.).

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

- пространственный масштаб;
- временной масштаб;
- интенсивность.

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

В таблице 17.1.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения

загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 17.1.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 17.1.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

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

Таблица 17.1.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

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

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

17.2 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 17.2.1. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 17.2.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 17.2.1, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

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

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 17.2.2.

Таблица 17.2.2 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

При проведении исследований трудностей, связанных с отсутствием технических возможностей и недостаточным уровнем современных научных знаний, нет.

19 КРАТКОЕ НЕТЕХНИЧЕСКОЕ РЕЗЮМЕ

Описание предполагаемого места деятельности, план с изображением его границ

Проектируемые работы будут осуществляться на территории месторождения Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum».

Месторождение Мунайбай входит в контрактную территорию ТОО «Lucent Petroleum», которое является недропользователем согласно Контракту № 317 от 07.04.1999 г.

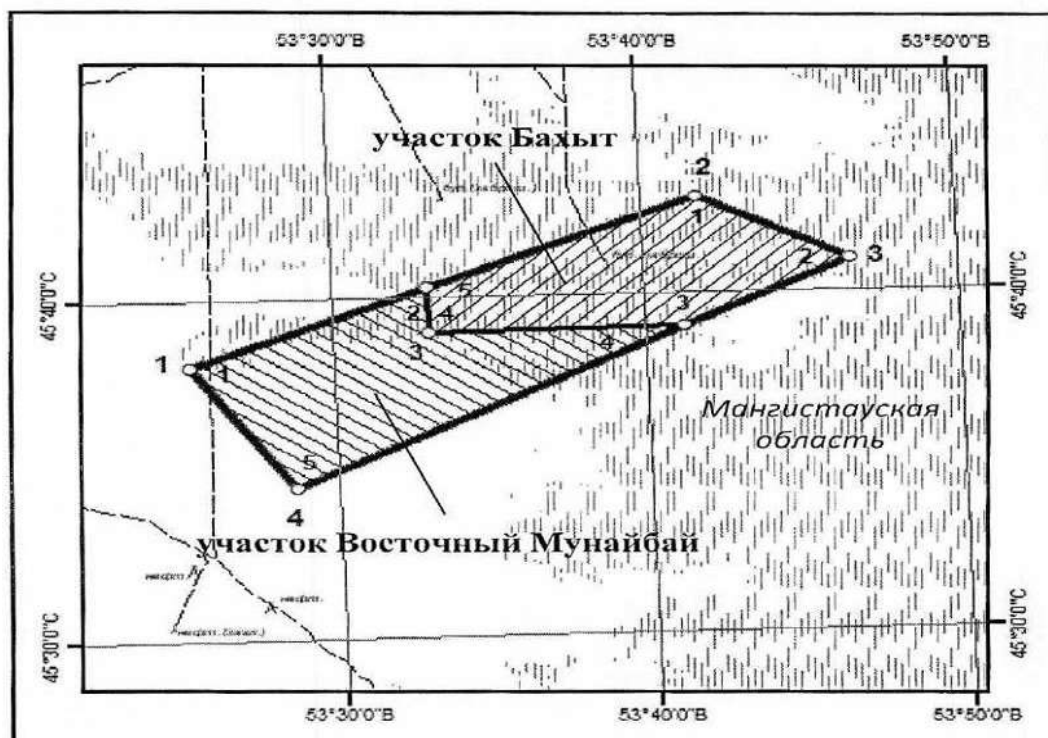
Дополнением №17 (рег. №5218-УВС от 10.05.2023 г.) к Контракту № 317 был закреплен участок добычи и подготовительный период по месторождению Мунайбай, который истекает 12 марта 2026 года.

Комитетом геологии Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК выдан участок недр (горный отвод) для осуществления операций по недропользованию на участках Восточный Мунайбай и Бахыт месторождения Мунайбай (рег. № 574-Д от 06 апреля 2023 г.) Участок недр расположен в Мангистауской областях РК. Площадь участка недр – 171,05 кв. км (участок Бахыт – 76,03 кв.км, участок Восточный Мунайбай – 95,02 кв.км). Глубина участка недр – Участок Восточный Мунайбай – минус 5150 м, Участок Бахыт - по подошве триасовых отложений (до подошвы надсолевых отложений).

Координаты угловых точек участка Бахыт: 1. СШ 45°42'53,51", ВД 53°41'47,82"; 2. СШ 45°40'58,2", ВД 53°46'36,27"; 3. СШ 45°39'0,88", ВД 53°41'14,59"; 4. СШ 45°39'00", ВД 53°33'00"; 5. СШ 45°40'18,54", ВД 53°33'00".

Координаты угловых точек участка Восточный Мунайбай: 1. СШ 45°38'3,32", ВД 53°25'22,01"; 2. СШ 45°40'18,54", ВД 53°33'00"; 3. СШ 45°39'00", ВД 53°33'00"; 4. СШ 45°39'0,88", ВД 53°41'14,59"; 5. СШ 45°34'23,54", ВД 53°28'36,71".

Картограмма расположения участка недр для добычи месторождения Мунайбай Масштаб 1: 350 000



Условные обозначения

- контур участка недр для добычи месторождения Мунайбай
- контур участка недр для добычи участок Бахыт
- контур участка недр для добычи участок Восточный Мунайбай
- А нефтяные и газовые промыслы
- полевые дороги
- ||||| солончаки проходимые

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, с учетом их характеристик и способности переноса в окружающую среду; участков извлечения природных ресурсов и захоронения отходов

Непосредственно месторождение Мунайбай занимает южную часть контрактного участка и располагается на территории Бейнеуского района Мангистауской области. Численность населения района на 1 октября 2024 года составила 72794 человек.

Ближайшими населенными пунктами являются поселок Боранколь – в 81 км к северо-востоку, районный центр - поселок городского типа Бейнеу находится в 112 км к юго-

востоку от контрактной территории. Областной центр – город Актау – находится на расстоянии более 500 км к юго-западу от площади.

Крупные населенные пункты находятся вне контрактной территории и возникли в связи с разработкой нефтегазовых месторождений (Прорвинская группа, Боранколь и др.).

Расстояние от границы горного отвода месторождения Мунайбай до границы Атырауской-Мангистауской областей составляет 19 км. Ближайший населенный пункт в Атырауской области – аул Майкөмген расположен на расстоянии 101 км от месторождения Мунайбай.

В связи с суровыми природно-климатическими условиями район малонаселён. Климат района расположения месторождения Мунайбай резко континентальный, сухой, с высокой активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года от весьма холодной зимы до очень жаркого лета.

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

При этом совокупность климатических условий территории Мангистауской области: режим ветра, штиль, туман, температурные инверсии и т.д., определяет способность атмосферы к самоочищению, т.е. рассеиванию загрязняющих веществ таким образом, чтобы количество вредных примесей оставалось на уровне, допустимом для жизнедеятельности живых организмов.

Гидрографическая сеть не развита. Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения Мунайбай отсутствуют.

В орографическом отношении район работ представляет собой плоскую солончаковую приморскую равнину с полным отсутствием постоянной гидрографической сети (реки, родники).

Сведения об инициаторе намечаемой деятельности, его контактные данные

Инициатор намечаемой деятельности: ТОО «Lucent Petroleum», месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай.

ТОО «Lucent Petroleum»

Республика Казахстан, 050040, г. Алматы, пр. Аль-Фараби, 77/7, «Есентай Тауэр», 14 этаж, БИН 980140000025

тел. 8 (727) 2777 852; факс. 8 (727) 2777 851



Краткое описание намечаемой деятельности

Настоящий «Проект разработки месторождения Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 г.» был разработан в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», согласно которым разработка месторождения углеводородов, проводится в соответствии с Проектом разработки месторождения углеводородов и изменений и дополнений к нему или анализом разработки месторождения. При этом Проект разработки месторождения углеводородов базируется на результатах разведочных работ и подсчета запасов углеводородов.

На месторождения Мунайбай выявлены 2 участка:

- *участок Восточный Мунайбай;*
- *участок Бахыт.*

В 2023 г. выполнен «Подсчет запасов нефти, газа и конденсата месторождения Мунайбай по состоянию на 01.12.2022 г.» и подсчитаны начальные геологические и извлекаемые запасы нефти, растворенного газа и пластового газа, конденсата по всему месторождению с привлечением всей геолого-геофизической информации, полученной в результате сейсморазведочных работ 3D, бурения параметрических, поисковых и оценочных скважин. До настоящего времени пробная эксплуатация на месторождении Мунайбай не проводилась.

Месторождение Мунайбай находится в подготовительном периоде с дальнейшим переходом на этап промышленной добычи. Срок завершения подготовительного периода – 12.03.2026 г.

В настоящем Проекте разработки рассмотрены 4 варианта разработки месторождения, различающиеся между собой плотностью сетки скважин, конструкцией скважин (вертикальные/горизонтальные), методами интенсификации добычи (без интенсификации или с применением многостадийного ГРП) и системой воздействия на залежь (без ППД или с закачкой воды/газа).

Все рассмотренные варианты разработки предусматривают ввод в эксплуатацию промышленных объектов: на участке Восточный Мунайбай нефтяную залежь (Т-Ша) и газоконденсатные залежи (*КТ-I-верхний, КТ-I-нижний*) – запланированы на III квартал 2028 г.; газоконденсатную залежь (*Т-II*) на участке Бахыт – в III квартале 2025 г. Бурение эксплуатационных скважин предусмотрено начать с 2025 г. с учетом производственных мощностей компании.

1 вариант

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с



бурением 20 вертикальных скважин и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 22 ед.

2 вариант (рекомендуемый)

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 22 скважин, из них 18 вертикальных и 4 горизонтальных скважин с длиной горизонтального ствола в среднем 800 м и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 24 ед. В целях интенсификации добычи предусмотрено проведение многостадийного ГРП во всех скважинах.

3 вариант

Предусматривает разработку с ППД путем закачки воды на I объекте (нефтяная залежь (Т-Ша) и закачку газа в газоконденсатные залежи III объекта (КТ-I-верхний, КТ-I-нижний) и IV объекта (Т-II) с бурением 33 ед., из них 29 добывающих и 4 нагнетательные скважины и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3 и вывод из консервации 1 скважина Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 35 ед.

4 вариант соответствует 2 варианту по газоконденсатным залежам, по нефтяной залежи вариант также соответствует, только не предусмотрена интенсификация добычи (многостадийного ГРП).

Разработка залежей предлагается на режиме истощения пластовой энергии с бурением 22 скважин, из них 18 вертикальных и 4 горизонтальных скважин и с выводом из консервации 2 существующих скважин (из них бурение бокового ствола в 1 скважине LP-3, и вывод из консервации 1 скважины Бахыт-1 БС). Всего фонд скважин составит - 24 ед.

Проектирование и строительство наземных объектов и инфраструктуры на нефтегазоконденсатном месторождении Мунайбай будет осуществляться в два этапа.

На первом этапе в приоритетном порядке будут построены наземные объекты и трубопровод сырого газа на участке Бахыт для скорейшей поставки газа на рынок для реализации.

На первом этапе продукция газоконденсатных скважин участка Бахыт подается под собственным давлением по газопроводу на узел учета газа (УУГ), который будет установлен рядом с точкой врезки в систему газовых коллекторов на месторождении Толкын. Система газовых коллекторов принадлежит и управляется третьей стороной - компанией «Nobilis & Varro Operating Group LLP» (N&VOG). После учета газ направляется по газопроводу на



Боранкольский газоперерабатывающий завод (БГПЗ) для дальнейшей переработки и поставки товарного газа в систему магистрального газопровода Средняя Азия – Центр (САЦ) в КС Опорная, а стабильный газовый конденсат (КГС) перекачивается в резервуарный парк хранения компании N&VOG, где КГС хранится и далее транспортируется железнодорожными цистернами для реализации на рынке.

На втором этапе газ с участка Бахыт больше не поставляется на месторождение Толкын. Для транспортировки газа вводится новый газопровод до участка Восточный Мунайбай.

Для переработки добываемого газа, конденсата и сырой нефти на территории Восточного Мунайбая будут построены установки комплексной переработки газа (УКПГ) и переработки нефти (УПН). Для реализации товарного газа будет построен газопровод от участка Восточный Мунайбай до системы магистрального газопровода САЦ в КС Опорная.

Газопровод, который использовался для подачи газа с участка Бахыт до нефтесборной станции м. Толкын на 1 этапе, будет переоборудован в нефтепровод.

От УПН Восточный Мунайбай будет проложен новый нефтепровод для врезки в переоборудованный нефтепровод, таким образом товарная нефть участка Восточный Мунайбай с УПН будет перекачиваться на пункт сбора нефти месторождения Толкын, откуда она сначала перекачивается по существующему трубопроводу на УПН Боранколь, а затем по другому нефтепроводу в резервуарный парк расположенный на КС Опорная, где она хранится и перекачивается либо в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (КТО), либо перегружается в ж/д цистерны для реализации.

Краткое описание существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду, включая воздействия природные компоненты и иные объекты

Учитывая прогнозные концентрации химического загрязнения атмосферы, результаты расчета рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, существенных воздействий на жизнь и здоровье людей, условия их проживания и деятельности при осуществлении проектируемых работ оказывать не будет. Изъятие земель не предусматривается.

В результате производственной деятельности воздействие на поверхностные и подземные воды оказываться не будет. Сброса сточных вод не предусмотрено.

Воздействия на атмосферный воздух будет оказываться в пределах области воздействия источниками выбросов предприятия, а также в меньшей степени источниками звукового давления. Организация на предприятии мониторинга предельных выбросов и мониторинга воздействия на атмосферный воздух позволит предупредить риски нарушения



экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него.

Реализация проектных решений на месторождении Мунайбай при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды, и не повлияет на абиотические и биотические связи территории расположения месторождения.

Информация о предельных количественных и качественных показателях эмиссий, физических воздействий на окружающую среду, предельном количестве накопления отходов, а также их захоронения, если оно планируется в рамках намечаемой деятельности

Источниками воздействия предприятия на атмосферный воздух, в рамках данного проекта, является технологическое оборудование, необходимое для добычи, сбора и транспорта углеводородного сырья.

Для характеристики воздействия на атмосферный воздух предварительные расчеты выполнены по всем вариантам на первые 5 лет разработки (с 2025 по 2029 гг.), с учетом технологических показателей добычи газа, нефти и конденсата, а также фонда действующих добывающих нефтяных и газоконденсатных скважин. Данный период является актуальным, а проведенные предварительные расчеты позволяют оценить динамику изменения выбросов ЗВ в атмосферу в ближайшие 5 лет (с 2025 по 2029 гг.).

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации 1 этапа разработки месторождения Мунайбай (участок Бахыт) в 2025-2027 гг. составит 5 ед., из них неорганизованных – 3 ед., организованных – 2 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при реализации 2 этапа разработки месторождения Мунайбай (участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт) в 2028-2029 гг. составит 15 ед., из них неорганизованных – 6 ед., организованных – 9 ед.

Выполненные расчеты валовых выбросов в атмосферу показали, что годовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при регламентированной эксплуатации сооружений, составит:

❖ **1 вариант разработки**

- ✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год
- ✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год
- ✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год
- ✓ 2028 год – 28,955801 г/с; 789,261025 т/год



✓ 2029 год – 30,951931 г/с; 851,601825 т/год

❖ **2 вариант разработки (рекомендуемый)**

✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год

✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год

✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год

✓ 2028 год – 32,334711 г/с; 891,908224 т/год

✓ 2029 год – 37,291941 г/с; 1042,675924 т/год

❖ **3 вариант разработки**

✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год

✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год

✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год

✓ 2028 год – 29,641621 г/с; 806,296625 т/год

✓ 2029 год – 33,252371 г/с; 911,884125 т/год

❖ **4 вариант разработки**

✓ 2025 год – 69,535870 г/с; 99,589142 т/год

✓ 2026 год – 121,835397 г/с; 261,663011 т/год

✓ 2027 год – 135,621608 г/с; 264,045268 т/год

✓ 2028 год – 30,918471 г/с; 847,370625 т/год

✓ 2029 год – 34,719001 г/с; 961,757325 т/год

Согласно результатам расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу, основной вклад в валовый выброс загрязняющих веществ в атмосферу вносят углерода оксид, азота диоксид, углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$, смесь углеводородов предельных C_1-C_5 , смесь углеводородов предельных C_6-C_{10} и азота оксид.

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

Анализ результатов расчета рассеивания, показал, что при реализации проектных решений на месторождении Мунайбай превышений ПДК загрязняющих веществ в атмосфере по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не наблюдается.

Основными видами отходов на месторождении Мунайбай являются: 1. **Металлолом** - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 2,0 т/год. 2. **Промасленная ветошь** - образуется в процессе



протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 0,0508 т/год. 3. **Отходы сварки** – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов ориентировочно составит 0,01875 т/год. 4. **Строительные отходы** - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 3,0 т/год. 5. **Люминесцентные лампы** - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп составит 0,00438 т/год. 6. **Отработанные аккумуляторные батареи** – образуются вследствие истощения ими ресурса. Количество образования отходов составит 0,0051 т/год. 7. **Отработанные масляные фильтры** - образуются при очистке масла от примесей в процессе работы двигателей. Количество образования отхода – 0,0048 т/год. 8. **Отходы изоляционных материалов** - образуются при их замене в результате износа изоляции трубопроводов. Количество отходов – 0,468 т/год. 9. **Отработанные масла** - образуются на производственной площадке при эксплуатации насосных установок и др. оборудования, а также автотранспортных средств. Количество отработанных масел ориентировочно составит 1,645 т/год. 10. **Отработанное электрическое и электронное оборудование (портативное оборудование и оргтехника)** - переходит в категорию отходов после утраты своих потребительских свойств. В среднем ожидается образование отходов 0,04 т/год. 11. **Тара из-под лакокрасочных материалов (ЛКМ)** - образуется при покрасочных работах трубопроводов, емкостей и обвязки. Количество отхода составит 0,0464 т/год. 12. **Смешанные коммунальные отходы (ТБО)** - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 10,5 т/год. 13. **Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы)** - образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме. Количество пищевых отходов ориентировочно составит 18,396 т/год.

Захоронение отходов по их видам в рамках намечаемой деятельности на месторождении Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» не предусмотрено.

Информация о вероятности возникновения аварий и опасных природных явлений; о возможных существенных вредных воздействиях на окружающую среду, о мерах по предотвращению аварий и опасных природных явлений и ликвидации их последствий, включая оповещение населения

Степень риска для каждого объекта нефтегазопромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил

эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами.

Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что: неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин; осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин; естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием солей, нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде. При аварийных разливах химических реагентов и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду. Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования. Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.



Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовой смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории. В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов: образование токсичного облака; взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС); пожар разлива (бассейновый пожар); струевое горение (факельный пожар); взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются: токсическое поражение; воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС; поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар); пожар разлива (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего: составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварий должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты: меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию; меры уменьшения



тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, оперативный контроль.

На всех этапах проведения работ специалисты в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска должны анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Компания в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех производственных работ и взаимодействует с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность, охрану здоровья, на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы экологической безопасности производственного процесса на месторождении.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные Проектом, полностью соответствует экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему: минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы; использование новейших природосберегающих экологичных технологий; сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ; полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые недропользователем, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья персонала и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения в период эксплуатации месторождения.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Краткое описание мер по предотвращению, сокращению, смягчению выявленных существенных воздействий намечаемой деятельности на окружающую среду

Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических



параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей 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; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ, ПОЛУЧЕННОЙ В ХОДЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ОЦЕНКИ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

1. Экологический кодекс РК №400-VI от 02.01.2021 г.
2. Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 18.09.2009 № 193-IV.
3. Закон РК «О гражданской защите» от 11.04.2014 г. № 188-V;
4. Земельный кодекс РК №442-II от 20.06.2003.
5. Водный кодекс РК №481-II от 09.07.2003.
6. Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира» от 09.07.2004 № 593-II.
7. Закон РК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» №288-VI от 26.12.2019 г.
8. Закон РК «Об особо охраняемых природных территориях» №175 от 07.07.2006 г.
9. Кодекс РК «О недрах и недропользовании» №125-VI от 27.12.2017 г.
10. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утверждены приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018 г. №239.
11. «Инструкция по организации и проведению экологической оценки», утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280.
12. РНД 211.3.02.05-96 «Рекомендации по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на биоресурсы (почвы, растительность, животный мир), Алматы 1996 г.
13. СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения».
14. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов, п.6.3, утверждены приказом МООС РК № 196-ө от 29.07.2011 г.
15. Сборник методик по расчету выбросов вредных вещества в атмосферу различными производствами. Приказ МООС №324-п от 27 октября 2006 года;
16. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана 2004 г.;
17. «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п).

18. РНД 211.2.02.04-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана 2004 г.
19. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
20. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» от 02.08.2022 № ҚР ДСМ-70;
21. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению, местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утверждены Приказом Министра здравоохранения РК от 20.02.2023 г. №26.
22. Рекомендации Института сейсмологии Республики Казахстан, п.5. «Временные требования к инженерно-геологической изученности месторождения с целью сохранения среды обитания и геологической среды», утвержденные ГКЗ РК от 12.06.95 г.
23. «Классификатор отходов», утвержден приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 06.08.2021 г. № 314.
24. СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».
25. «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2 от 11.01.2022 года.
26. «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» № ҚР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 года.
27. «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности». Утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 г.
28. «Гигиенические нормативы к обеспечению радиационной безопасности» Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-71.
29. «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» №ҚР ДСМ-13 от 11.02.2022 г.



30. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» №ҚР ДСМ-15 от 16.02.2022 г.
31. Научно-методические указания по мониторингу земель РК (Госкомзем, Алматы, 1993 г.).
32. Методические указания по ведению оперативного мониторинга земель РК (Госкомзем, Алматы, 1995 г.).
33. ГОСТ 17.4.4.02-2017 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».
34. «Нормативы предельно допустимых концентраций вредных веществ, вредных микроорганизмов и других биологических веществ, загрязняющих почву» №21-п от 27.01.2004 года.
35. «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.)
36. «Почвы пустынной зоны Казахстана» (региональная характеристика почв) К.Ш.Фаизов.
37. Статистические данные Бюро национальной статистики Агентства по стратегическому планированию и реформам РК.
38. Заключение по наилучшим доступным техникам «Добыча нефти и газа». Утверждено постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 159.
39. План мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг., связанные с соблюдением нормативов допустимых выбросов и сбросов загрязняющих веществ.
40. «Программа производственного экологического контроля при проведении работ на площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг. Корректировка.
41. Программа управления отходами (ПУО) для объектов площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг. Корректировка.
42. Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов площади Мунайбай ТОО «Lucent Petroleum» на 2023-2025 гг. Корректировка.
43. План ликвидации аварий при проведении освоения и испытания скважин месторождений ТОО «Lucent Petroleum».

44. Индивидуальный технический проект на бурение оценочной скважины № LP-6 глубиной 5100 метров на площади Мунайбай.
45. Индивидуальный технический проект «Восстановление из консервации, зарезка бокового ствола и наклонно-направленного бурения, спуск и цементирование обсадной колонны Ø177,8 мм скважины Бахыт-1 на площади Мунайбай».

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение 1 – Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух
2. Приложение 2 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу
3. Приложение 3 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний
4. Приложение 4 – Справка РГП «Казгидромет»
5. Приложение 5 - Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование
6. Приложение 6 – Горный отвод ТОО «Lucent Petroleum»
7. Приложение 7 – Санитарно-эпидемиологические заключения
8. Приложение 8 – Постановления о внесении изменения в административно-территориальную единицу Жылыойского района
9. Приложение 9 – Письмо Комитета лесного хозяйства и животного мира МЭПР РК
10. Приложение 10 – Заключение археологической экспертизы

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух



1 вариант разработки**2025 год****Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при пуско-наладке технологического оборудования по категории V₆**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **1.42592592592**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.425925 / (3.141592654 * 0.1^2) = 181.5544098$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.425925 * 0.8118 = 1157.565915$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.457495938 > 0.2, горение беспламенное.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_M**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	23.1513183
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	2.7781582
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.4514507
0410	Метан (727*)	0.0005	0.578782958

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} = 0.01 * 1157.565915 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 23.1513183 - 0.5787830 = 3103.879489$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %; $[C2H6]_o$ - содержание этана, %; $[C3H8]_o$ - содержание пропана, %; $[C4H10]_o$ - содержание бутана, %; $[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$



где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.425925 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 121.9932455$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 181.5544098^2 * 0.8118 / 0.1 = 69572.24199$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 69572.24199^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 15.36690691$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 15.36690691 + 15 = 30.36690691$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 15.36690691 + 0.49 * 0.1 = 2.200366967$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 121.9932455 / 2.200366967^2 = 31.99994803$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 120;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	23,1513183	10,00136951
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,778158196	1,200164341
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,451450707	0,195026705
0410	Метан (727*)	0,578782958	0,250034238
0380	Диоксид углерода	3103,879489	1340,875939



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] <i>об.</i>	[%] <i>мас.</i>	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00093756465**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.000937 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.119302545$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000937 * 0.8118 = 0.7606566$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 0.000300628 < 0.2**, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.015213132
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0018256
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0002967
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000380328
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.001521313

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.7606566 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0152131 - 0.0003803 - 0.0015213 = 2.038091627$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;



Количество газозвушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газозвушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газозвушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.000937 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.080163873$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газозвушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.080163873 / 0.259^2 = 1.517689347$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8592;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,015213132	0,470560429
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,001825576	0,056467251
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000296656	0,009175928
0410	Метан (727*)	0,000380328	0,011764011
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	2,038091627	63,04061972

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах техоборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.



Компонент	[%] <i>об.</i>	[%] <i>мас.</i>	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.7824074074**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.782407 / (3.141592654 * 0.1^2) = 226.9431077$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.782407 * 0.8118 = 1446.958003$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв} = 0.571870163 > 0.2$, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - [нег]_o) * M)} = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{((100 - 0) * 20.0641649)} = 72.90310886$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	28.93916005
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	3.4726992
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.5643136
0410	Метан (727*)	0.0005	0.723479001

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 1446.958003 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 28.9391601 - 0.7234790 = 3879.850994$$



где $[CO_2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.782407 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 152.491621$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 226.9431077^2 * 0.8118 / 0.1 = 108706.7196$$



Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 108706.7196^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 16.57814474$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_g = 16.57814474 + 15 = 31.57814474$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 16.57814474 + 0.49 * 0.1 = 2.369940263$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 152.491621 / 2.369940263^2 = 34.48060706$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 48;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	28,93916005	5,000686857
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,472699206	0,600082423
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,564313621	0,097513394
0410	Метан (727*)	0,723479001	0,125017171
0380	Диоксид углерода	3879,850994	670,4382517

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	52,10569148	15,4726168
0301	Азота (IV) диоксид	6,252682978	1,856714015
0304	Азот (II) оксид	1,016060984	0,301716027
0410	Метан	0,132010275	0,148962875
0328	Углерод	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	6985,76857462	2074,35481042



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	68,92						
1.3	Расход газа в час		м³/час	254,68						
1.4	Расход газа за год		м³/год	2231000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	1811,126						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		есаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Мсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	1811,126	31,87581
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	25,35576
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	4,12031
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	1811,126	18,11126
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	1811,126	0,18111
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	1811,126	0,04830
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	1811,126	0,0000041
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с			1,8029	/	0,3780		4,7689
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	68,92	*	3000
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³			1,31	/ (1+	673	/	273)
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с		(4*	4,7689	) /	(3,14	*	0,04
	$w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$									151,8758
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 2 скважины (2025 год)							
Mi, г/с	0,0095						
Gi, т/год	0,3004						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2026 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации технологического оборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 0.00089996 < 0.2**, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **5.9722222**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 5.972222 / (3.141592654 * 0.1^2) = 760.406922$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 5.972222 * 0.8118 = 4848.24982$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 1.916136757 > 0.2**, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	96.96499639
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	11.6357996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.8908174
0410	Метан (727*)	0.0005	2.42412491

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 4848.249820 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 96.9649964 - 2.4241249 = 13000.0227$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH4]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 5.972222 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 510.9460486$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 760.406922^2 * 0.8118 / 0.1 = 1220434.618$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1220434.618^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 25.91873984$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 25.91873984 + 15 = 40.91873984$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 25.91873984 + 0.49 * 0.1 = 3.677623578$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 510.9460486 / 3.677623578^2 = 47.97822929$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	96,96499639	16,75555138
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	11,63579957	2,010666165
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,89081743	0,326733252
0410	Метан (727*)	2,42412491	0,418888784
0380	Диоксид углерода	13000,0227	2246,403923

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	97,010538	18,1838936
0301	Азота (IV) диоксид	11,641265	2,18206723
0304	Азот (II) оксид	1,8917055	0,35458593
0410	Метан	2,4252635	0,45459734
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	13003,1239241	2437,7578357



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		есаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Мсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2027 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации технологического оборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 0.00089996 < 0.2**, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_о**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_о - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_о** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **6.701388888**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 6.701388 / (3.141592654 * 0.1^2) = 853.2472206$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 6.701388 * 0.8118 = 5440.186778$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 2.150083481 > 0.2**, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	108.8037356
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	13.0564483
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	2.1216728
0410	Метан (727*)	0.0005	2.720093389

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 5440.186778 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 108.8037356 - 2.7200934 = 14587.23338$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 6.701388 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 573.3289417$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 853.2472206^2 * 0.8118 / 0.1 = 1536640.09$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1536640.09^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 26.9540284$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 26.9540284 + 15 = 41.9540284$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 26.9540284 + 0.49 * 0.1 = 3.822563976$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 573.3289417 / 3.822563976^2 = 49.83082315$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	108,8037356	18,80128551
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	13,05644827	2,256154261
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2,121672844	0,366625067
0410	Метан (727*)	2,720093389	0,470032138
0380	Диоксид углерода	14587,23338	2520,673928

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	108,84928	20,2296277
0301	Азота (IV) диоксид	13,061913	2,42755533
0304	Азот (II) оксид	2,1225609	0,39447774
0410	Метан	2,7212319	0,50574069
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	14593,3346041	2712,0278407



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		есаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Мсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/ (1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
углеводороды C6-C10		т/год		0,00482
углеводороды C12-C19		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
углеводороды C6-C10		т/год		0,00241
углеводороды C12-C19		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2028 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2028 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.											
Источники №№0002-0004											
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
1	2	3	4	5	6						7
1.	Исходные данные:										
1.1	Мощность агрегата	Рэ	кВт	3000							
1.2	Удельный расход газа	бэ	г/кВт*ч	206,13							
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76							
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0							
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141							
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2							
1.7	Удельный вес газа	ρ	кг/м³	0,8118							
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63							
1.9	Время работы в год	T	ч	8760							
2.	Расчет:										
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24							
		eNOx	г/кВт*ч	4,2							
		eCH	г/кВт*ч	2,4							
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023							
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01							
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006							
2.1	M _i =(1/3600)*e _{мi} *P _э		г/с								
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333	
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000	
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500	
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000	
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944	
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556	
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005	
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{co}	г/кг	17,6							
		g _{NOx}	г/кг	17,5							
		g _{CH}	г/кг	10							
		g _{саж.}	г/кг	0,10							
		g _{CH2O}	г/кг	0,03							
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023							
2.2	W _{ji} =(1/1000)*q _{ji} *G _T		т/год								
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169	
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998	
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400	
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141	
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171	
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446	
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122	
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с			5,3924	/	0,3780		14,2639	
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924	
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273)	γ _{ог}	кг/м³			1,31	/(1+	673	/	0,3780	
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³							1,31	
	температура отработавших газов	T _{ог}	K							673	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4*	14,2639	) /	(3,14	*	0,04	454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"											
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.											



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	V	т/год	13700,0	
			м ³ /год	18948,8	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	2,2	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		0,7111
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		0,5153
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		0,1906
	бензол	%	0,35		0,00249
	толуол	%	0,22		0,00156
	ксилол	%	0,11		0,00078
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot V) / (10^7 \cdot \rho_{ж})$	G	т/год		22,3638
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		16,2048
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		5,9935
	бензол	%	0,35		0,0783
	толуол	%	0,22		0,0492
	ксилол	%	0,11		0,0246
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38 ⁰ С	P_{38}	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{об}$			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = V / (\rho_{ж} \cdot V_p \cdot N_p)$	n			18,95
2.12	Объем газовоздушной смеси $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		0,00060
	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,01225
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата							
Исходные данные:				Расчетные формулы:			
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):			
Объем одного резервуара	V	500	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/107/рж			
Количество конденсата закачиваемого в течении года	В	20400	т/год	Максимально-разовый выброс:			
		25030,7	м3/год	Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kрmax*KB*Vчmax/104			
Время работы	t	8760	час/год				
Расчетные показатели:							
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54 мм.рт.ст.		
Молекулярная масса паров конденсата				m	84		
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6		
				Ktmin	0,35		
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1		
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7		
				Kрmax	1		
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35		
Плотность конденсата				рж	0,815		
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	2,86 м3/час		
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара							
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,3839	г/с		
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				9,0757	т/год		
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов			
				г/с	т/год		
углеводороды C1-C5		1,15		0,0044	0,1044		
углеводороды C6-C10		39,95		0,1534	3,6257		
углеводороды C12-C19		58,9		0,226113	5,34557		
Объем газовой смеси		0,0008		Средняя скорость газовой смеси			
V=Vчmax/3600	м3/с			м/с	0,0112		
				w=(4*V)/(3.14*d2)			
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.							
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2							



Источник №0009. Стояк налива конденсата						
Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):		
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)		
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	В	40800	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104		
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6	
				Ktmin	0,35	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7	
				Kpmax	1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35	
Плотность конденсата				рж	0,815	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	2,86	м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара						
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,3839	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				18,1513	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132	0,2087	
углеводороды C6-C10		39,95		0,1534	7,2515	
углеводороды C12-C19		58,9		0,226113	10,69114	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		10		0,00132	0,0209	
углеводороды C6-C10		10		0,01534	0,7251	
углеводороды C12-C19		10		0,0226113	1,069114	
Объем газовойоздушной смеси				Средняя скорость газовойоздушной смеси		
V=Vчmax/3600	м3/с	0,0008		w=(4*V)/(3.14*d2)	м/с	0,0112
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана. 2005.						



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				
Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	кг/час
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 7 скважин							
Mi, г/с	0,0334	0,0005					
Gi, т/год	1,0524	0,0145					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							
Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну							
№	Наименование	Ед.изм.		Кол-во	Расчет		Результат
1	2	3	4	5	6		7
1. Исходные данные:							
1.1	Количество насосов	п	шт	1			
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0			
2. Расчет:							
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:						
	Mсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 /	3,6	0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с				0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с				0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с				0,00327
	Mгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Мгод	т/год		0,02 * 8760,0	0,001	0,17520
	углеводороды C1-C5		т/год				0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год				0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год				0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02			
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.							



Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
		т/год		0,12144
углеводороды C6-C10		г/с		0,00142
		т/год		0,04492
бензол		г/с		0,00002
		т/год		0,00059
толуол		г/с		0,00001
		т/год		0,00037
ксилол		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 3 скважины (2028 год)							
Mi, г/с	0,1069	0,0395	0,0005	0,0003	0,0002		
Gi, т/год	3,3701	1,2465	0,0163	0,0102	0,0051		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



2029 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2029 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источники №№0002-0004										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(\text{при } t=0^{\circ}\text{C}) / (1 + T_{ог}/273)$	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.										



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$r_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	31300,0	
			м ³ /год	43291,8	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	4,9	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		1,6247
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		1,1773
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		0,4354
	бензол	%	0,35		0,00569
	толуол	%	0,22		0,00357
	ксилол	%	0,11		0,00179
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B) / (10^7 \cdot r_{ж})$	G	т/год		51,0940
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		37,0227
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		13,6932
	бензол	%	0,35		0,1788
	толуол	%	0,22		0,1124
	ксилол	%	0,11		0,0562
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38°C	P_{38}	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	K_{OB}			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} \cdot V_p \cdot N_p)$	n			43,29
2.12	Объем газовой воздушной смеси $V = V_{чmax} / 3600$	V	м ³ /с		0,00137
	Средняя скорость газовой воздушной смеси $w = (4 \cdot V) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,02798
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата					
Исходные данные:				Расчетные формулы:	
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):	
Объем одного резервуара	V	500	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/107/рж	
Количество конденсата закачиваемого в течении года	В	22100	т/год	Максимально-разовый выброс:	
		27116,6	м3/год	Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kрmax*KB*Vчmax/104	
Время работы	t	8760	час/год		
Расчетные показатели:					
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54 мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6
				Ktmin	0,35
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kср	0,7
				Kрmax	1
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35
Плотность конденсата				рж	0,815
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	3,10 м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара					
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,4159	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				9,8320	т/год
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов	
				г/с	т/год
углеводороды C1-C5		1,15		0,0048	0,1131
углеводороды C6-C10		39,95		0,1661	3,9279
углеводороды C12-C19		58,9		0,244956	5,79103
Объем газовой смеси		0,0009		Средняя скорость газовой смеси	
V=Vчmax/3600	м3/с			m/с 0,0122	
				w=(4*V)/(3.14*d2)	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источник №0009. Стояк налива конденсата									
Исходные данные:					Расчетные формулы:				
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):					
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)					
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	B	44200	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104					
Расчетные показатели:									
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.			
Молекулярная масса паров конденсата				m	84				
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6				
				Ktmin	0,35				
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1				
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7				
				Kpmax	1				
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35				
Плотность конденсата				рж	0,815				
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	3,10	м3/час			
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара									
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					0,4159	г/с			
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					19,6639	т/год			
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов					
				г/с	т/год				
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132	0,2261				
углеводороды C6-C10		39,95		0,1661	7,8557				
углеводороды C12-C19		58,9		0,244956	11,58206				
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов					
				г/с	т/год				
углеводороды C1-C5		10		0,00132	0,0226				
углеводороды C6-C10		10		0,01661	0,7856				
углеводороды C12-C19		10		0,0244956	1,158206				
Объем газовой смеси V=Vчmax/3600		м3/с	0,0009	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d2)		м/с	0,0122		
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.									



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
углеводороды C6-C10		т/год		0,00482
углеводороды C12-C19		г/с		0,00531
углеводороды C12-C19		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
углеводороды C12-C19		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
углеводороды C1-C5		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
сероводород		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				
Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
углеводороды C6-C10		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
углеводороды C12-C19		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
углеводороды C12-C19		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
углеводороды C1-C5		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
сероводород		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 8 скважин							
Mi, г/с	0,0381	0,0005					
Gi, т/год	1,2027	0,0166					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							
Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну							
№	Наименование	Ед.изм.		Кол-во	Расчет		Результат
1	2	3	4	5	6		7
1. Исходные данные:							
1.1	Количество насосов	п	шт	1			
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0			
2. Расчет:							
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:						
	Mсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 / 3,6		0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с				0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с				0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с				0,00327
	Mгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Мгод	т/год		0,02 * 8760,0 0,001		0,17520
	углеводороды C1-C5		т/год				0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год				0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год				0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02			
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.							



Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
углеводороды C6-C10		т/год		0,12144
		г/с		0,00142
бензол		т/год		0,04492
		г/с		0,00002
толуол		т/год		0,00059
		г/с		0,00001
ксилол		т/год		0,00037
		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 5 скважин							
Mi, г/с	0,1781	0,0659	0,0009	0,0005	0,0003		
Gi, т/год	5,6168	2,0774	0,0271	0,0171	0,0085		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



2 вариант разработки - рекомендуемый**2025 год****Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при пуско-наладке технологического оборудования по категории V₆**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **1.42592592592**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.425925 / (3.141592654 * 0.1^2) = 181.5544098$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.425925 * 0.8118 = 1157.565915$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.457495938 > 0.2, горение беспламенное.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_M**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	23.1513183
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	2.7781582
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.4514507
0410	Метан (727*)	0.0005	0.578782958

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} = 0.01 * 1157.565915 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 23.1513183 - 0.5787830 = 3103.879489$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %; $[C2H6]_o$ - содержание этана, %; $[C3H8]_o$ - содержание пропана, %; $[C4H10]_o$ - содержание бутана, %; $[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$



где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.425925 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 121.9932455$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 181.5544098^2 * 0.8118 / 0.1 = 69572.24199$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 69572.24199^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 15.36690691$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 15.36690691 + 15 = 30.36690691$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{ϕ} , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 15.36690691 + 0.49 * 0.1 = 2.200366967$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 121.9932455 / 2.200366967^2 = 31.99994803$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 120;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	23,1513183	10,00136951
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,778158196	1,200164341
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,451450707	0,195026705
0410	Метан (727*)	0,578782958	0,250034238
0380	Диоксид углерода	3103,879489	1340,875939



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] <i>об.</i>	[%] <i>мас.</i>	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00093756465**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.000937 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.119302545$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000937 * 0.8118 = 0.7606566$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 0.000300628 < 0.2**, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.015213132
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0018256
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0002967
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000380328
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.001521313

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.7606566 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0152131 - 0.0003803 - 0.0015213 = 2.038091627$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;



Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.000937 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.080163873$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.080163873 / 0.259^2 = 1.517689347$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8592;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,015213132	0,470560429
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,001825576	0,056467251
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000296656	0,009175928
0410	Метан (727*)	0,000380328	0,011764011
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	2,038091627	63,04061972

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.



Компонент	[%] <i>об.</i>	[%] <i>мас.</i>	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.7824074074**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.782407 / (3.141592654 * 0.1^2) = 226.9431077$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.782407 * 0.8118 = 1446.958003$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв} = 0.571870163 > 0.2$, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{(100 - [нег]_o) * M} = 100 * 12 * \frac{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)}{(100 - 0) * 20.0641649} = 72.90310886$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/г	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	28.93916005
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	3.4726992
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.5643136
0410	Метан (727*)	0.0005	0.723479001

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 1446.958003 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 28.9391601 - 0.7234790 = 3879.850994$$



где $[CO_2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.782407 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 152.491621$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 226.9431077^2 * 0.8118 / 0.1 = 108706.7196$$



Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 108706.7196^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 16.57814474$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_g = 16.57814474 + 15 = 31.57814474$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 16.57814474 + 0.49 * 0.1 = 2.369940263$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 152.491621 / 2.369940263^2 = 34.48060706$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 48;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	28,93916005	5,000686857
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,472699206	0,600082423
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,564313621	0,097513394
0410	Метан (727*)	0,723479001	0,125017171
0380	Диоксид углерода	3879,850994	670,4382517

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	52,10569148	15,4726168
0301	Азота (IV) диоксид	6,252682978	1,856714015
0304	Азот (II) оксид	1,016060984	0,301716027
0410	Метан	0,132010275	0,148962875
0328	Углерод	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	6985,76857462	2074,35481042



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	68,92						
1.3	Расход газа в час		м³/час	254,68						
1.4	Расход газа за год		м³/год	2231000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	1811,126						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	1811,126	31,87581
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	25,35576
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	4,12031
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	1811,126	18,11126
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	1811,126	0,18111
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	1811,126	0,04830
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	1811,126	0,0000041
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с			1,8029	/	0,3780		4,7689
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	68,92	*	3000
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³			1,31	/ (1+	673	/	273)
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газозооушной смеси	w	м/с		(4* 4,7689)	/	(3,14 * 0,04)			151,8758
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 2 скважины (2025 год)							
Mi, г/с	0,0095						
Gi, т/год	0,3004						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2026 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации технологического оборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 0.00089996 < 0.2**, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_о**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_о - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_о** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **5.9722222**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 5.972222 / (3.141592654 * 0.1^2) = 760.406922$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 5.972222 * 0.8118 = 4848.24982$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв} = 1.916136757 > 0.2**, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	96.96499639
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	11.6357996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.8908174
0410	Метан (727*)	0.0005	2.42412491

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 4848.249820 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 96.9649964 - 2.4241249 = 13000.0227$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 5.972222 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 510.9460486$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 760.406922^2 * 0.8118 / 0.1 = 1220434.618$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1220434.618^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 25.91873984$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 25.91873984 + 15 = 40.91873984$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 25.91873984 + 0.49 * 0.1 = 3.677623578$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 510.9460486 / 3.677623578^2 = 47.97822929$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	96,96499639	16,75555138
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	11,63579957	2,010666165
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,89081743	0,326733252
0410	Метан (727*)	2,42412491	0,418888784
0380	Диоксид углерода	13000,0227	2246,403923

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	97,010538	18,1838936
0301	Азота (IV) диоксид	11,641265	2,18206723
0304	Азот (II) оксид	1,8917055	0,35458593
0410	Метан	2,4252635	0,45459734
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	13003,1239241	2437,7578357



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
углеводороды C6-C10		т/год		0,00482
углеводороды C12-C19		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
углеводороды C6-C10		т/год		0,00241
углеводороды C12-C19		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2027 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации технологического оборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.00089996 < 0.2, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **6.701388888**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 6.701388 / (3.141592654 * 0.1^2) = 853.2472206$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 6.701388 * 0.8118 = 5440.186778$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 2.150083481 > 0.2**, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

$$72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	108.8037356
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	13.0564483
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	2.1216728
0410	Метан (727*)	0.0005	2.720093389

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 5440.186778 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 108.8037356 - 2.7200934 = 14587.23338$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 6.701388 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 573.3289417$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 853.2472206^2 * 0.8118 / 0.1 = 1536640.09$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1536640.09^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 26.9540284$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 26.9540284 + 15 = 41.9540284$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 26.9540284 + 0.49 * 0.1 = 3.822563976$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 573.3289417 / 3.822563976^2 = 49.83082315$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	108,8037356	18,80128551
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	13,05644827	2,256154261
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2,121672844	0,366625067
0410	Метан (727*)	2,720093389	0,470032138
0380	Диоксид углерода	14587,23338	2520,673928

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	108,84928	20,2296277
0301	Азота (IV) диоксид	13,061913	2,42755533
0304	Азот (II) оксид	2,1225609	0,39447774
0410	Метан	2,7212319	0,50574069
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	14593,3346041	2712,0278407



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		есаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2028 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2028 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [il]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[il]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источники №№0002-0004										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(\text{при } t=0^{\circ}\text{C}) / (1 + T_{ог}/273)$	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.										



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
п.п.					
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	41050,0	
			м ³ /год	56777,3	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	6,5	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы:				
	$M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		2,1308
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		1,5440
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		0,5711
	бензол	%	0,35		0,00746
	толуол	%	0,22		0,00469
	ксилол	%	0,11		0,00234
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы:				
	$G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B) / (10^7 \cdot \rho_{ж})$	G	т/год		67,0098
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		48,5553
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		17,9586
	бензол	%	0,35		0,2345
	толуол	%	0,22		0,1474
	ксилол	%	0,11		0,0737
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38 ⁰ C	P ₃₈	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K _B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	K _{OB}			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (\rho_{ж} \cdot V_p \cdot N_p)$	n			56,78
2.12	Объем газовой воздушной смеси				
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		0,00180
	Средняя скорость газовой воздушной смеси				
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,03670
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата**Исходные данные:****Расчетные формулы:**

Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):
Объем одного резервуара	V	500	м3	$G_{т/год} = 0.294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_{tmax} \cdot K_B + K_{tmin}) \cdot K_{ссп} \cdot K_{ОБ} \cdot V / 107 / рж$
Количество конденсата закачиваемого в течении года	B	34100	т/год	Максимально-разовый выброс:
		41840,5	м3/год	$Mг/с = 0.163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_{tmax} \cdot K_{рmax} \cdot K_B \cdot V_{чmax} / 104$
Время работы	t	8760	час/год	
Расчетные показатели:				
Давление насыщенных паров при 38оС				P38 163,54 мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m 84
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax 0,6
				Ktmin 0,35
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB 1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kссп 0,7
				Kрmax 1
Опытный коэффициент (приложение 10)				KОБ 1,35
Плотность конденсата				рж 0,815
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				Vчmax 4,78 м3/час

Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара

Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу	0,6417	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу	15,1706	т/год

Наименование ЗВ	Масс.сод. Ci, % масс.	Количество выбросов	
		г/с	т/год
углеводороды C1-C5	1,15	0,0074	0,1745
углеводороды C6-C10	39,95	0,2564	6,0607
углеводороды C12-C19	58,9	0,377964	8,93548

Объем газовой смеси	0,0013
$V = V_{чmax} / 3600$	

Средняя скорость газовой смеси	м/с	0,0188
$w = (4 \cdot V) / (3.14 \cdot d^2)$		

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.

Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2



Источник №0009. Стояк налива конденсата						
Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):		
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)		
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	В	68200	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104		
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6	
				Ktmin	0,35	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7	
				Kpmax	1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35	
Плотность конденсата				рж	0,815	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	4,78	м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара						
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,6417	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				30,3412	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132	0,3489	
углеводороды C6-C10		39,95		0,2564	12,1213	
углеводороды C12-C19		58,9		0,377964	17,87097	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		10		0,00132	0,0349	
углеводороды C6-C10		10		0,02564	1,2121	
углеводороды C12-C19		10		0,0377964	1,787097	
Объем газовой смеси V=Vчmax/3600		м3/с	0,0013	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d2)		
				м/с	0,0188	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана. 2005.						



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 7 скважин							
Mi, г/с	0,0334	0,0005					
Gi, т/год	1,0524	0,0145					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну						
№	Наименование	Ед.изм.		Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	Мсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 / 3,6	0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с			0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с			0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с			0,00327
	Мгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Мгод	т/год		0,02 * 8760,0	0,001
	углеводороды C1-C5		т/год			0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год			0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год			0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.						

Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y=n_{\text{зра}}*P_{\text{зра}}*0,365+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
		т/год		0,12144
углеводороды C6-C10		г/с		0,00142
		т/год		0,04492
бензол		г/с		0,00002
		т/год		0,00059
толуол		г/с		0,00001
		т/год		0,00037
ксилол		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y=n_{\text{зра}}*P_{\text{зра}}*0,293+n_{\text{ф}}*P_{\text{ф}}*0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 3 скважины (2028 год)							
Mi, г/с	0,1069	0,0395	0,0005	0,0003	0,0002		
Gi, т/год	3,3701	1,2465	0,0163	0,0102	0,0051		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



2029 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2029 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источники №№0002-0004										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(\text{при } t=0^{\circ}\text{C}) / (1 + T_{ог}/273)$	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.										



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
п.п.					
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	80350,0	
			м ³ /год	111134,2	
1.4	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	12,7	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		4,1708
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		3,0221
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		1,1178
	бензол	%	0,35		0,01460
	толуол	%	0,22		0,00918
	ксилол	%	0,11		0,00459
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B) / (10^7 \cdot \rho_{ж})$	G	т/год		131,1630
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		95,0407
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		35,1517
	бензол	%	0,35		0,4591
	толуол	%	0,22		0,2886
	ксилол	%	0,11		0,1443
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38 ⁰ C	P_{38}	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	K_{OB}			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} \cdot V_p \cdot \rho_p)$	n			111,13
2.12	Объем газовой смеси $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		0,00352
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,07183
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата					
Исходные данные:				Расчетные формулы:	
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):	
Объем одного резервуара	V	500	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/107/рж	
Количество конденсата закачиваемого в течении года	В	53650	т/год	Максимально-разовый выброс:	
		65828,2	м3/год	Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kрmax*KB*Vчmax/104	
Время работы	t	8760	час/год		
Расчетные показатели:					
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54 мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6
				Ktmin	0,35
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7
				Kрmax	1
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35
Плотность конденсата				рж	0,815
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	7,51 м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара					
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				1,0096	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				23,8681	т/год
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов	
				г/с	т/год
углеводороды C1-C5		1,15		0,0116	0,2745
углеводороды C6-C10		39,95		0,4033	9,5353
углеводороды C12-C19		58,9		0,594656	14,05832
Объем газовой смеси		0,0021		Средняя скорость газовой смеси	
V=Vчmax/3600	м3/с			m/с 0,0295	
				w=(4*V)/(3.14*d2)	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источник №0009. Стояк налива конденсата						
Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):		
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)		
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	В	107300	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104		
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6	
				Ktmin	0,35	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7	
				Kpmax	1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35	
Плотность конденсата				рж	0,815	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				Vчmax	7,51	м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара						
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу					1,0096	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу					47,7362	т/год
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с т/год		
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132 0,5490		
углеводороды C6-C10		39,95		0,4033 19,0706		
углеводороды C12-C19		58,9		0,594656 28,11664		
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с т/год		
углеводороды C1-C5		10		0,00132 0,0549		
углеводороды C6-C10		10		0,04033 1,9071		
углеводороды C12-C19		10		0,0594656 2,811664		
Объем газовой смеси V=Vчmax/3600		м3/с		Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d2)		
		0,0021		м/с 0,0295		
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана. 2005.						



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	кг/час
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 9 скважин							
Mi, г/с	0,0429	0,0006					
Gi, т/год	1,3531	0,0186					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну						
№	Наименование	Ед.изм.		Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	Мсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 / 3,6	0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с			0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с			0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с			0,00327
	Мгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Мгод	т/год		0,02 * 8760,0	0,001
	углеводороды C1-C5		т/год			0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год			0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год			0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
		т/год		0,12144
углеводороды C6-C10		г/с		0,00142
		т/год		0,04492
бензол		г/с		0,00002
		т/год		0,00059
толуол		г/с		0,00001
		т/год		0,00037
ксилол		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 5 скважин							
Mi, г/с	0,1781	0,0659	0,0009	0,0005	0,0003		
Gi, т/год	5,6168	2,0774	0,0271	0,0171	0,0085		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



3 вариант разработки**2025 год****Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при пуско-наладке технологического оборудования по категории V₆**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **1.42592592592**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.425925 / (3.141592654 * 0.1^2) = 181.5544098$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.425925 * 0.8118 = 1157.565915$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.457495938 > 0.2, горение беспламенное.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_M**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	23.1513183
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	2.7781582
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.4514507
0410	Метан (727*)	0.0005	0.578782958

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} = 0.01 * 1157.565915 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 23.1513183 - 0.5787830 = 3103.879489$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{H2} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{H2} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %; $[C2H6]_o$ - содержание этана, %; $[C3H8]_o$ - содержание пропана, %; $[C4H10]_o$ - содержание бутана, %; $[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$



где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.425925 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 121.9932455$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 181.5544098^2 * 0.8118 / 0.1 = 69572.24199$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 69572.24199^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 15.36690691$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 15.36690691 + 15 = 30.36690691$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 15.36690691 + 0.49 * 0.1 = 2.200366967$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 121.9932455 / 2.200366967^2 = 31.99994803$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 120;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	23,1513183	10,00136951
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,778158196	1,200164341
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,451450707	0,195026705
0410	Метан (727*)	0,578782958	0,250034238
0380	Диоксид углерода	3103,879489	1340,875939



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] <i>об.</i>	[%] <i>мас.</i>	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00093756465**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.000937 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.119302545$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000937 * 0.8118 = 0.7606566$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 0.000300628 < 0.2**, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.015213132
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0018256
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0002967
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000380328
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.001521313

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.7606566 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0152131 - 0.0003803 - 0.0015213 = 2.038091627$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;



Количество газозвдушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газозвдушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газозвдушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.000937 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.080163873$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газозвдушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 0.080163873 / 0.259^2 = 1.517689347$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8592**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,015213132	0,470560429
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,001825576	0,056467251
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000296656	0,009175928
0410	Метан (727*)	0,000380328	0,011764011
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	2,038091627	63,04061972

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах техоборудования по категории V_8**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.



Компонент	[%] <i>об.</i>	[%] <i>мас.</i>	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.7824074074**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.782407 / (3.141592654 * 0.1^2) = 226.9431077$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.782407 * 0.8118 = 1446.958003$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.571870163 > 0.2$, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	28.93916005
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	3.4726992
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.5643136
0410	Метан (727*)	0.0005	0.723479001

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 1446.958003 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 28.9391601 - 0.7234790 = 3879.850994$$



где $[CO_2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.782407 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 152.491621$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 226.9431077^2 * 0.8118 / 0.1 = 108706.7196$$



Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 108706.7196^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 16.57814474$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_g = 16.57814474 + 15 = 31.57814474$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 16.57814474 + 0.49 * 0.1 = 2.369940263$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 152.491621 / 2.369940263^2 = 34.48060706$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 48;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	28,93916005	5,000686857
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,472699206	0,600082423
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,564313621	0,097513394
0410	Метан (727*)	0,723479001	0,125017171
0380	Диоксид углерода	3879,850994	670,4382517

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	52,10569148	15,4726168
0301	Азота (IV) диоксид	6,252682978	1,856714015
0304	Азот (II) оксид	1,016060984	0,301716027
0410	Метан	0,132010275	0,148962875
0328	Углерод	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	6985,76857462	2074,35481042



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	68,92						
1.3	Расход газа в час		м³/час	254,68						
1.4	Расход газа за год		м³/год	2231000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	1811,126						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	1811,126	31,87581
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	25,35576
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	4,12031
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	1811,126	18,11126
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	1811,126	0,18111
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	1811,126	0,04830
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	1811,126	0,0000041
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с			1,8029	/	0,3780		4,7689
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	68,92	*	3000
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³			1,31	/(1+	673	/	273)
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		(4*	4,7689	) /	(3,14	*	0,04
	$w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$									151,8758

Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 2 скважины (2025 год)							
Mi, г/с	0,0095						
Gi, т/год	0,3004						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2026 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации технологического оборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв}** = 0.00089996 < 0.2, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = V * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **5.9722222**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 5.972222 / (3.141592654 * 0.1^2) = 760.406922$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 5.972222 * 0.8118 = 4848.24982$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв} = 1.916136757 > 0.2**, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	96.96499639
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	11.6357996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.8908174
0410	Метан (727*)	0.0005	2.42412491

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 4848.249820 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 96.9649964 - 2.4241249 = 13000.0227$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH4]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 5.972222 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 510.9460486$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 760.406922^2 * 0.8118 / 0.1 = 1220434.618$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1220434.618^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 25.91873984$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 25.91873984 + 15 = 40.91873984$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 25.91873984 + 0.49 * 0.1 = 3.677623578$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 510.9460486 / 3.677623578^2 = 47.97822929$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	96,96499639	16,75555138
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	11,63579957	2,010666165
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,89081743	0,326733252
0410	Метан (727*)	2,42412491	0,418888784
0380	Диоксид углерода	13000,0227	2246,403923

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	97,010538	18,1838936
0301	Азота (IV) диоксид	11,641265	2,18206723
0304	Азот (II) оксид	1,8917055	0,35458593
0410	Метан	2,4252635	0,45459734
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	13003,1239241	2437,7578357



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2027 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации технологического оборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв}** = 0.00089996 < 0.2, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_о**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_о - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_о** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **6.701388888**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 6.701388 / (3.141592654 * 0.1^2) = 853.2472206$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 6.701388 * 0.8118 = 5440.186778$$

Проверка условия бессажевого горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 2.150083481 > 0.2**, горение бессажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	108.8037356
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	13.0564483
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	2.1216728
0410	Метан (727*)	0.0005	2.720093389

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 5440.186778 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 108.8037356 - 2.7200934 = 14587.23338$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 6.701388 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 573.3289417$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 853.2472206^2 * 0.8118 / 0.1 = 1536640.09$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1536640.09^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 26.9540284$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 26.9540284 + 15 = 41.9540284$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 26.9540284 + 0.49 * 0.1 = 3.822563976$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 573.3289417 / 3.822563976^2 = 49.83082315$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	108,8037356	18,80128551
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	13,05644827	2,256154261
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2,121672844	0,366625067
0410	Метан (727*)	2,720093389	0,470032138
0380	Диоксид углерода	14587,23338	2520,673928

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	108,84928	20,2296277
0301	Азота (IV) диоксид	13,061913	2,42755533
0304	Азот (II) оксид	2,1225609	0,39447774
0410	Метан	2,7212319	0,50574069
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	14593,3346041	2712,0278407



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		есаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/ (1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
углеводороды C6-C10		т/год		0,00482
углеводороды C12-C19		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
углеводороды C6-C10		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
углеводороды C12-C19		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2028 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2028 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источники №№0002-0004										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_{т}$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	$\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$ Tог	кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.										



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
п.п.					
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	13700,0	
			м ³ /год	18948,8	
1.4	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	2,2	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		0,7111
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		0,5153
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		0,1906
	бензол	%	0,35		0,00249
	толуол	%	0,22		0,00156
	ксилол	%	0,11		0,00078
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B) / (10^7 \cdot \rho_{ж})$	G	т/год		22,3638
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		16,2048
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		5,9935
	бензол	%	0,35		0,0783
	толуол	%	0,22		0,0492
	ксилол	%	0,11		0,0246
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38 ⁰ C	P ₃₈	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	K_{OB}			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (\rho_{ж} \cdot V_p \cdot N_p)$	n			18,95
2.12	Объем газовой смеси $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		0,00060
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,01225
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата					
Исходные данные:				Расчетные формулы:	
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):	
Объем одного резервуара	V	500	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/107/рж	
Количество конденсата закачиваемого в течении года	В	37650	т/год	Максимально-разовый выброс:	
		46196,3	м3/год	Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kрmax*KB*Vчmax/104	
Время работы	t	8760	час/год		
Расчетные показатели:					
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54 мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6
				Ktmin	0,35
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kср	0,7
				Kрmax	1
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35
Плотность конденсата				рж	0,815
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	5,27 м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара					
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,7085	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				16,7499	т/год
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов	
				г/с	т/год
углеводороды C1-C5		1,15		0,0081	0,1926
углеводороды C6-C10		39,95		0,2830	6,6916
углеводороды C12-C19		58,9		0,417312	9,86572
Объем газовой смеси		0,0015		Средняя скорость газовой смеси	
V=Vчmax/3600	м3/с			м/с 0,0207	
				w=(4*V)/(3.14*d2)	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источник №0009. Стояк налива конденсата						
Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):		
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)		
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	В	75300	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104		
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6	
				Ktmin	0,35	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7	
				Kpmax	1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35	
Плотность конденсата				рж	0,815	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				Vчmax	5,27	м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара						
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,7085	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				33,4999	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132	0,3852	
углеводороды C6-C10		39,95		0,2830	13,3832	
углеводороды C12-C19		58,9		0,417312	19,73144	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		10		0,00132	0,0385	
углеводороды C6-C10		10		0,02830	1,3383	
углеводороды C12-C19		10		0,0417312	1,973144	
Объем газовой смеси V=Vчmax/3600		м3/с	0,0015	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d2)		
				м/с	0,0207	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана. 2005.						



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				
Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	кг/час
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 8 скважин							
Mi, г/с	0,0381	0,0005					
Gi, т/год	1,2027	0,0166					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну						
№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат	
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	Мсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 / 3,6	0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с			0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с			0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с			0,00327
	Мгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Мгод	т/год		0,02 * 8760,0 0,001	0,17520
	углеводороды C1-C5		т/год			0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год			0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год			0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.						

Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
углеводороды C6-C10		т/год		0,12144
		г/с		0,00142
бензол		г/с		0,00002
толуол		г/с		0,00001
ксилол		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 3 скважины (2028 год)							
Mi, г/с	0,1069	0,0395	0,0005	0,0003	0,0002		
Gi, т/год	3,3701	1,2465	0,0163	0,0102	0,0051		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



2029 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2029 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источники №№0002-0004										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	e _{CO}	г/кВт*ч	4,24						
		e _{NOx}	г/кВт*ч	4,2						
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,4						
		e _{саж.}	г/кВт*ч	0,023						
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,01						
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		M _{саж.}	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	g _{CO}	г/кг	17,6						
		g _{NOx}	г/кг	17,5						
		g _{CH}	г/кг	10						
		g _{саж.}	г/кг	0,10						
		g _{CH2O}	г/кг	0,03						
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	G _{ог}	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	$\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$ T _{ог}	кг/м³ К		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.										



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	V	т/год	35850,0	
			м ³ /год	49585,1	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	5,7	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		1,8609
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		1,3484
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		0,4987
	бензол	%	0,35		0,00651
	толуол	%	0,22		0,00409
	ксилол	%	0,11		0,00205
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{об} \cdot V) / (10^7 \cdot \rho_{ж})$	G	т/год		58,5214
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		42,4046
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		15,6837
	бензол	%	0,35		0,2048
	толуол	%	0,22		0,1287
	ксилол	%	0,11		0,0644
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38 ⁰ C	P_{38}	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	$K_{об}$			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = V / (r_{ж} \cdot V_p \cdot N_p)$	n			49,59
2.12	Объем газовой смеси $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		0,00157
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,03205
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата					
Исходные данные:				Расчетные формулы:	
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):	
Объем одного резервуара	V	500	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/107/рж	
Количество конденсата закачиваемого в течении года	В	67900	т/год	Максимально-разовый выброс:	
		83312,9	м3/год	Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kрmax*KB*Vчmax/104	
Время работы	t	8760	час/год		
Расчетные показатели:					
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54 мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6
				Ktmin	0,35
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7
				Kрmax	1
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35
Плотность конденсата				рж	0,815
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	9,51 м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара					
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				1,2778	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				30,2077	т/год
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов	
				г/с	т/год
углеводороды C1-C5		1,15		0,0147	0,3474
углеводороды C6-C10		39,95		0,5105	12,0680
углеводороды C12-C19		58,9		0,752602	17,79236
Объем газовой смеси		0,0026		Средняя скорость газовой смеси	
V=Vчmax/3600	м3/с			m/с 0,0374	
				w=(4*V)/(3.14*d2)	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источник №0009. Стояк налива конденсата						
Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):		
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)		
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	В	135800	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104		
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6	
				Ktmin	0,35	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7	
				Kpmax	1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35	
Плотность конденсата				рж	0,815	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				Vчmax	9,51	м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара						
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				1,2778	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				60,4155	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132	0,6948	
углеводороды C6-C10		39,95		0,5105	24,1360	
углеводороды C12-C19		58,9		0,752602	35,58471	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		10		0,00132	0,0695	
углеводороды C6-C10		10		0,05105	2,4136	
углеводороды C12-C19		10		0,0752602	3,558471	
Объем газовой смеси V=Vчmax/3600		м3/с	0,0026	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d2)		
				м/с	0,0374	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана. 2005.						



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				
Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	кг/час
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 12 скважин							
Mi, г/с	0,0572	0,0008					
Gi, т/год	1,8041	0,0249					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну						
№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат	
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	Мсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 / 3,6	0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с			0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с			0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с			0,00327
	Мгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Мгод	т/год		0,02 * 8760,0 0,001	0,17520
	углеводороды C1-C5		т/год			0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год			0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год			0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
		т/год		0,12144
углеводороды C6-C10		г/с		0,00142
		т/год		0,04492
бензол		г/с		0,00002
		т/год		0,00059
толуол		г/с		0,00001
		т/год		0,00037
ксилол		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 5 скважин							
Mi, г/с	0,1781	0,0659	0,0009	0,0005	0,0003		
Gi, т/год	5,6168	2,0774	0,0271	0,0171	0,0085		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



4 вариант разработки**2025 год****Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при пуско-наладке технологического оборудования по категории V₆**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **1.42592592592**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.425925 / (3.141592654 * 0.1^2) = 181.5544098$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.425925 * 0.8118 = 1157.565915$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.457495938 > 0.2, горение беспламенное.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_M**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	23.1513183
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	2.7781582
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.4514507
0410	Метан (727*)	0.0005	0.578782958

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} = 0.01 * 1157.565915 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 23.1513183 - 0.5787830 = 3103.879489$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %; $[C2H6]_o$ - содержание этана, %; $[C3H8]_o$ - содержание пропана, %; $[C4H10]_o$ - содержание бутана, %; $[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$



где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³ * град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{H_2} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.425925 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 121.9932455$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 181.5544098^2 * 0.8118 / 0.1 = 69572.24199$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 69572.24199^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 15.36690691$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_g = 15.36690691 + 15 = 30.36690691$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_{fn} , м (29):

$$D_{fn} = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 15.36690691 + 0.49 * 0.1 = 2.200366967$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{fn}^2 = 1.27 * 121.9932455 / 2.200366967^2 = 31.99994803$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 120;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	23,1513183	10,00136951
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,778158196	1,200164341
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,451450707	0,195026705
0410	Метан (727*)	0,578782958	0,250034238
0380	Диоксид углерода	3103,879489	1340,875939



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] <i>об.</i>	[%] <i>мас.</i>	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси ***R_o***, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (***K_i***) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси ***W_{зв}***, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где ***T_o*** - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м³/с: **0.00093756465**

Скорость истечения смеси ***W_{ист}***, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.000937 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.119302545$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.000937 * 0.8118 = 0.7606566$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. ***W_{ист} / W_{зв}*** = 0.000300628 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**

Массовое содержание углерода ***[C]_м***, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

$$72.90310886$$

где ***x_i*** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.015213132
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0018256
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0002967
0410	Метан (727*)	0.0005	0.000380328
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.001521313

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 0.7606566 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0152131 - 0.0003803 - 0.0015213 = 2.038091627$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;



Количество газозвдушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газозвдушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газозвдушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.000937 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.080163873$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газозвдушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 0.080163873 / 0.259^2 = 1.517689347$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8592**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,015213132	0,470560429
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,001825576	0,056467251
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000296656	0,009175928
0410	Метан (727*)	0,000380328	0,011764011
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	2,038091627	63,04061972

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2025 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах техоборудования по категории V_8**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.



Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.7824074074**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 1.782407 / (3.141592654 * 0.1^2) = 226.9431077$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.782407 * 0.8118 = 1446.958003$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист}/W_{зв} = 0.571870163 > 0.2$, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	28.93916005
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	3.4726992
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.5643136
0410	Метан (727*)	0.0005	0.723479001

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 1446.958003 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 28.9391601 - 0.7234790 = 3879.850994$$



где $[CO_2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 < T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.782407 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 152.491621$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 226.9431077^2 * 0.8118 / 0.1 = 108706.7196$$



Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{\phi n}$, м (18):

$$L_{\phi n} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 108706.7196^{0.17} * (8 / 0.1)^{0.59} = 16.57814474$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\phi n} + h_g = 16.57814474 + 15 = 31.57814474$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 16.57814474 + 0.49 * 0.1 = 2.369940263$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 152.491621 / 2.369940263^2 = 34.48060706$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 48;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	28,93916005	5,000686857
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	3,472699206	0,600082423
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,564313621	0,097513394
0410	Метан (727*)	0,723479001	0,125017171
0380	Диоксид углерода	3879,850994	670,4382517

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	52,10569148	15,4726168
0301	Азота (IV) диоксид	6,252682978	1,856714015
0304	Азот (II) оксид	1,016060984	0,301716027
0410	Метан	0,132010275	0,148962875
0328	Углерод	0,001521313	0,047056043
0380	Диоксид углерода	6985,76857462	2074,35481042



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	68,92						
1.3	Расход газа в час		м³/час	254,68						
1.4	Расход газа за год		м³/год	2231000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	1811,126						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	1811,126	31,87581
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	25,35576
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	1811,126	4,12031
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	1811,126	18,11126
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	1811,126	0,18111
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	1811,126	0,04830
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	1811,126	0,0000041
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с			1,8029	/	0,3780		4,7689
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	68,92	*	3000
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³			1,31	/(1+	673	/	273)
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		(4*	4,7689	) /	(3,14	*	0,04
	$w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$									151,8758
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зр}} \cdot P_{\text{зр}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 2 скважины (2025 год)							
Mi, г/с	0,0095						
Gi, т/год	0,3004						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2026 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.00089996 < 0.2, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2026 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **5.9722222**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 5.972222 / (3.141592654 * 0.1^2) = 760.406922$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 5.972222 * 0.8118 = 4848.24982$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 1.916136757 > 0.2**, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

$$72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	96.96499639
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	11.6357996
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	1.8908174
0410	Метан (727*)	0.0005	2.42412491

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 4848.249820 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 96.9649964 - 2.4241249 = 13000.0227$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 5.972222 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 510.9460486$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 760.406922^2 * 0.8118 / 0.1 = 1220434.618$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1220434.618^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 25.91873984$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 25.91873984 + 15 = 40.91873984$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 25.91873984 + 0.49 * 0.1 = 3.677623578$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 510.9460486 / 3.677623578^2 = 47.97822929$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	96,96499639	16,75555138
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	11,63579957	2,010666165
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,89081743	0,326733252
0410	Метан (727*)	2,42412491	0,418888784
0380	Диоксид углерода	13000,0227	2246,403923

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	97,010538	18,1838936
0301	Азота (IV) диоксид	11,641265	2,18206723
0304	Азот (II) оксид	1,8917055	0,35458593
0410	Метан	2,4252635	0,45459734
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	13003,1239241	2437,7578357



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		есаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Сi, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



2027 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации технологического оборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ**Таблица процентного содержания составляющих смеси.****Состав смеси задавался в объемных долях.**

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;**[i]_o** - объемные единицы составляющих смеси, %;Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;Объемный расход **B**, м³/с: **0.00280583613**Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 0.002805 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.357143692$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.002805 * 0.8118 = 2.277099$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв}** = 0.00089996 < 0.2, горение сажевое.**2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04554198
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054650
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008881
0410	Метан (727*)	0.0005	0.00113855
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004554198

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2770990 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0455420 - 0.0011385 - 0.0045542 = 6.101224133$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x+y/4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.002805 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.239978297$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.239978297 / 0.259^2 = 4.543349645$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8712**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,04554198	1,428342227
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,005465038	0,171401067
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000888069	0,027852673
0410	Метан (727*)	0,00113855	0,035708556
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,142834223
0380	Диоксид углерода	6,101224133	191,3539127



Площадка: месторождение Мунайбай участок Бахыт 1 этап 2027 год

Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при техобслуживании и ремонтных работах технологического оборудования по категории V₈**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%] _{об.}	[%] _{мас.}	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **6.701388888**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 6.701388 / (3.141592654 * 0.1^2) = 853.2472206$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 6.701388 * 0.8118 = 5440.186778$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист} / W_{зв} = 2.150083481 > 0.2**, горение беспламенное.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 20.0641649) = 72.90310886$$

где **x_i** - число атомов углерода;



$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	108.8037356
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	13.0564483
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	2.1216728
0410	Метан (727*)	0.0005	2.720093389

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} = 0.01 * 5440.186778 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 108.8037356 - 2.7200934 = 14587.23338$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([il]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([il]_o * 16 * x_i / M_o) = 1.015018973$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [CxHy]_o) - 1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$



Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 6.701388 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 573.3289417$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{уст}^2 * R_o / d = 0.26 * 853.2472206^2 * 0.8118 / 0.1 = 1536640.09$$

Стехиометрическая длина факела L_{cx} : 8.5

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов L_{fn} , м (18):

$$L_{fn} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.1 * 1536640.09^{0.17} * (8.5 / 0.1)^{0.59} = 26.9540284$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 26.9540284 + 15 = 41.9540284$$

где h_e - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_ϕ , м (29):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 26.9540284 + 0.49 * 0.1 = 3.822563976$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_\phi^2 = 1.27 * 573.3289417 / 3.822563976^2 = 49.83082315$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **48**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	108,8037356	18,80128551
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	13,05644827	2,256154261
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2,121672844	0,366625067
0410	Метан (727*)	2,720093389	0,470032138
0380	Диоксид углерода	14587,23338	2520,673928

ИТОГО по источнику №0001

Код	Примесь	Выброс, г/с	Выброс, т/год
0337	Углерод оксид	108,84928	20,2296277
0301	Азота (IV) диоксид	13,061913	2,42755533
0304	Азот (II) оксид	2,1225609	0,39447774
0410	Метан	2,7212319	0,50574069
0328	Углерод	0,0045542	0,14283422
0380	Диоксид углерода	14593,3346041	2712,0278407



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источник №0002										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					
1	2	3	4	5	6					
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов	γог	кг/м³		1,31	/ (1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5						
Ci, масс%	92,28						
Mi, г/с	0,0048						
Gi, т/год	0,1502						
Расчет на 3 скважины							
Mi, г/с	0,0143						
Gi, т/год	0,4505						
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

2028 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2028 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источники №№0002-0004										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.										



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	V	т/год	27400,0	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /год	37897,6	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы: $M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		1,4223
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		1,0306
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		0,3812
	бензол	%	0,35		0,00498
	толуол	%	0,22		0,00313
	ксилол	%	0,11		0,00156
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы: $G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{OB} \cdot V) / (10^7 \cdot \rho_{ж})$	G	т/год		44,7276
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		32,4096
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		11,9870
	бензол	%	0,35		0,1565
	толуол	%	0,22		0,0984
	ксилол	%	0,11		0,0492
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38 ⁰ C	P_{38}	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	K_{OB}			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = V / (r_{ж} \cdot V_p \cdot N_p)$	n			37,90
2.12	Объем газовой смеси $V = V_{чmax} / 3600$	V	м ³ /с		0,00120
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,02449
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата					
Исходные данные:				Расчетные формулы:	
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):	
Объем одного резервуара	V	500	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/107/рж	
Количество конденсата закачиваемого в течении года	В	34100	т/год	Максимально-разовый выброс:	
		41840,5	м3/год	Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kрmax*KB*Vчmax/104	
Время работы	t	8760	час/год		
Расчетные показатели:					
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54 мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6
				Ktmin	0,35
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kср	0,7
				Kрmax	1
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35
Плотность конденсата				рж	0,815
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	4,78 м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара					
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,6417	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				15,1706	т/год
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов	
				г/с	т/год
углеводороды C1-C5		1,15		0,0074	0,1745
углеводороды C6-C10		39,95		0,2564	6,0607
углеводороды C12-C19		58,9		0,377964	8,93548
Объем газовой смеси		0,0013		Средняя скорость газовой смеси	
V=Vчmax/3600	м3/с			м/с 0,0188	
				w=(4*V)/(3.14*d2)	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источник №0009. Стояк налива конденсата						
Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):		
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)		
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	В	68200	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104		
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6	
				Ktmin	0,35	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7	
				Kpmax	1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35	
Плотность конденсата				рж	0,815	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	4,78	м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара						
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				0,6417	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				30,3412	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132	0,3489	
углеводороды C6-C10		39,95		0,2564	12,1213	
углеводороды C12-C19		58,9		0,377964	17,87097	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		10		0,00132	0,0349	
углеводороды C6-C10		10		0,02564	1,2121	
углеводороды C12-C19		10		0,0377964	1,787097	
Объем газовой смеси V=Vчmax/3600		м3/с	0,0013	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d2)		
				м/с	0,0188	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана. 2005.						



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	кг/час
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 7 скважин							
Mi, г/с	0,0334	0,0005					
Gi, т/год	1,0524	0,0145					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну						
№	Наименование	Ед.изм.		Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	Мсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 / 3,6	0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с			0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с			0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с			0,00327
	Mгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Mгод	т/год		0,02 * 8760,0	0,001
	углеводороды C1-C5		т/год			0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год			0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год			0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
		т/год		0,12144
углеводороды C6-C10		г/с		0,00142
		т/год		0,04492
бензол		г/с		0,00002
		т/год		0,00059
толуол		г/с		0,00001
		т/год		0,00037
ксилол		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 3 скважины (2028 год)							
Mi, г/с	0,1069	0,0395	0,0005	0,0003	0,0002		
Gi, т/год	3,3701	1,2465	0,0163	0,0102	0,0051		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



2029 год**Источник №0001 Факельная установка**

Площадка: месторождение Мунайбай, участок Бахыт и участок Восточный Мунайбай, 2 этап 2029 год
 Наименование: **Факельная установка – сжигание сырого газа при эксплуатации техоборудования по категории V₇**

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.166	68.0974335	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	5.119	7.67180346	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	2.247	4.93845417	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.246	3.60954489	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.674	9.61573904	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	2.152	3.0048812	28.016	1.2507
Диоксид углерода(CO ₂)	1.396	3.06214368	44.011	1.9648

Молярная масса смеси **M**, кг/моль (прил.3,(5)): **20.06416493**

Плотность сжигаемой смеси **R_o**, кг/м³: **0.8118**

Показатель адиабаты **K** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [il]_o)} = 1.2455908$$

где (**K_i**) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[il]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси **W_{зв}**, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.2455908 * (30 + 273) / 20.06416493)^{0.5} = 396.8437635$$

где **T_o** - температура смеси, град.С;

Объемный расход **B**, м³/с: **0.00279046169**

Скорость истечения смеси **W_{ист}**, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.002790 / (3.141592654 * 0.1^2) = 0.355233833$$

Массовый расход **G**, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00279 * 0.8118 = 2.264922$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. **W_{ист}/W_{зв}** = 0.000895148 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси **n**: **0.9984**

Массовое содержание углерода **[C]_м**, % (прил.3,(8)):



$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - [нег]_O) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_O) / ((100 - 0) * 20.0641649) =$$

72.90310886

где x_i - число атомов углерода; $[нег]_O$ - общее содержание негорючих примесей, %;величиной $[нег]_O$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0,8, 0,13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/с	М з/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.04529844
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0054358
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0008833
0410	Метан (727*)	0.0005	0.001132461
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.004529844

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 2.2649220 * (3.67 * 0.9984000 * 72.9031089 + 3.0621437) - 0.0452984 - 0.0011325 - 0.0045298 = 6.068597266$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %; M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с; M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с; M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_O + 152 * [C_2H_6]_O + 218 * [C_3H_8]_O + 283 * [C_4H_{10}]_O + 349 * [C_5H_{12}]_O + 56 * [H_2S]_O = 85.5 * 85.166 + 152 * 5.119 + 218 * 2.247 + 283 * 1.246 + 349 * 2.674 + 56 * 0 = 9835.471$$

где $[CH_4]_O$ - содержание метана, %; $[C_2H_6]_O$ - содержание этана, %; $[C_3H_8]_O$ - содержание пропана, %; $[C_4H_{10}]_O$ - содержание бутана, %; $[C_5H_{12}]_O$ - содержание пентана, %;Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.06416493)^{0.5} = 0.215$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_O$, %:

$$[O_2]_O = \sum_{i=1}^N ([i]_O * A_O * x_i / M_O) = \sum_{i=1}^N ([i]_O * 16 * x_i / M_O) = 1.015018973$$

где A_O - атомная масса кислорода; x_i - количество атомов кислорода; M_O - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_O , м³/м³ (13):



$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) -$$

$$1.015018973) = 10.8508713$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.8508713 = 11.8508713$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.4) = 1656.144439$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 30 + (9835.471 * (1-0.215) * 0.9984) / (11.8508713 * 0.39) = 1697.84045$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00279 * 11.8508713 * (273 + 1697.84045) / 273 = 0.238694991$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_g = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_g - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.5 + 0.49 * 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.238694991 / 0.259^2 = 4.519053657$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.04529844	1.428531604
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.005435813	0.171423792
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00088332	0.027856366
0410	Метан (727*)	0.001132461	0.03571329
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.004529844	0.14285316
0380	Диоксид углерода	6.068597266	191.3792834



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от газопоршневой электростанции (ГПЭС). Мощность 3 МВт.										
Источники №№0002-0004										
№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет					Результат
1	2	3	4	5	6					7
1.	Исходные данные:									
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	3000						
1.2	Удельный расход газа	bэ	г/кВт*ч	206,13						
1.3	Расход газа в час		м³/час	761,76						
1.4	Расход газа за год		м³/год	6673000,0						
1.5	Расход газа за год	Gт	т/год	5417,141						
1.6	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2						
1.7	Удельный вес газа	p	кг/м³	0,8118						
1.8	Высота выхлопной трубы	H	м	6,63						
1.9	Время работы в год	T	ч	8760						
2.	Расчет:									
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности	eCO	г/кВт*ч	4,24						
		eNOx	г/кВт*ч	4,2						
		eCH	г/кВт*ч	2,4						
		eсаж.	г/кВт*ч	0,023						
		eCH2O	г/кВт*ч	0,01						
		eбенз(а)пирен	г/кВт*ч	0,0000006						
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с							
		MCO	г/с		(1/ 3600)	*	4,24	*	3000	3,53333
		MNO2	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	2,80000
		MNO	г/с		(1/ 3600)	*	4,2	*	3000	0,45500
		MCH	г/с		(1/ 3600)	*	2,4	*	3000	2,00000
		Mсаж.	г/с		(1/ 3600)	*	0,023	*	3000	0,01944
		MCH2O	г/с		(1/ 3600)	*	0,01	*	3000	0,00556
		Mбенз(а)пирен	г/с		(1/ 3600)	*	0,0000006	*	3000	0,0000005
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности	gCO	г/кг	17,6						
		gNOx	г/кг	17,5						
		gCH	г/кг	10						
		gсаж.	г/кг	0,10						
		gCH2O	г/кг	0,03						
		gбенз(а)пирен	г/кг	0,0000023						
2.2	$W_{ji} = (1/1000) * q_{ji} * G_T$		т/год							
		WCO	т/год		(1/ 1000)	*	17,6	*	5417,141	95,34169
		WNO2	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	75,83998
		WNO	т/год		(1/ 1000)	*	17,5	*	5417,141	12,32400
		WCH	т/год		(1/ 1000)	*	10	*	5417,141	54,17141
		Wсаж.	т/год		(1/ 1000)	*	0,10	*	5417,141	0,54171
		WCH2O	т/год		(1/ 1000)	*	0,03	*	5417,141	0,14446
		Wбенз(а)пирен	т/год		(1/ 1000)	*	0,0000023	*	5417,141	0,0000122
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Qог	м³/с		5,3924	/	0,3780			14,2639
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_{э} * P_{э}$	Gог	кг/с		8,72*	1E-06	*	206,13	*	5,3924
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$	γог	кг/м³		1,31	/(1+	673	/	273)	0,3780
	уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C	γог(при t=0°C)	кг/м³							1,31
	температура отработавших газов	Tог	К							673
2.6	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		(4* 14,2639)	/	(3,14 * 0,04)			454,2659
Примечание: Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от стационарных диз. установок"										
Расчет выполнен на 1 ГПЭС, всего - 3 ед.										



Резервуар хранения нефти					
Источники №№0005-0006					
№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Ед. измере	Кол-во	Результат
1	Исходные данные:				
1.1	Количество емкостей		шт.	1	
1.2	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м ³	0,723	
1.3	Количество жидкости за год	B	т/год	55550,0	
			м ³ /год	76832,6	
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	8,8	
1.5	Объем емкости	V_p	м ³	1000,0	
1.6	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25	
2	Расчет:				
2.1	Максимальные выбросы паров жидкой фазы:				
	$M = (0,163 \cdot P_{38} \cdot m \cdot K_t^{max} \cdot K_p^{max} \cdot K_B \cdot V_{ч}^{max}) / 10^4$	M	г/с		2,8835
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		2,0894
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		0,7728
	бензол	%	0,35		0,01009
	толуол	%	0,22		0,00634
	ксилол	%	0,11		0,00317
2.2	Годовые выбросы паров жидкой фазы:				
	$G = (0,294 \cdot P_{38} \cdot m \cdot (K_t^{max} \cdot K_B + K_t^{min}) \cdot K_p^{cp} \cdot K_{OB} \cdot B) / (10^7 \cdot \rho_{ж})$	G	т/год		90,6796
	углеводороды предельные C1-C5	%	72,46		65,7064
	углеводороды предельные C6-C10	%	26,8		24,3021
	бензол	%	0,35		0,3174
	толуол	%	0,22		0,1995
	ксилол	%	0,11		0,0997
	где,				
2.3	Давление насыщенных паров при температуре 38 ⁰ C	P_{38}	мм.рт.ст		270,00
2.4	Молекулярная масса паров жидкости (приложение 5)	m			90,00
2.5	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{min}			0,35
2.6	Опытный коэффициент (приложение 7)	K_t^{max}			0,83
2.7	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{cp}			0,70
2.8	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}			1,00
2.9	Опытный коэффициент (приложение 9)	K_B			1,00
2.10	Коэффициент оборачиваемости (приложение 10)	K_{OB}			2,00
2.11	Годовая оборачиваемость резервуара: $n = B / (r_{ж} \cdot V_p \cdot N_p)$	n			76,83
2.12	Объем газовой смеси				
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м ³ /с		0,00244
	Средняя скорость газовой смеси				
	$w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		0,04966
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источники №№0007-0008. Резервуары хранения конденсата					
Исходные данные:				Расчетные формулы:	
Количество резервуаров	№	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):	
Объем одного резервуара	V	500	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/107/рж	
Количество конденсата закачиваемого в течении года	В	53650	т/год	Максимально-разовый выброс:	
		65828,2	м3/год	Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kрmax*KB*Vчmax/104	
Время работы	t	8760	час/год		
Расчетные показатели:					
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54 мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6
				Ktmin	0,35
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7
				Kрmax	1
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35
Плотность конденсата				рж	0,815
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки				Vчmax	7,51 м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара					
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				1,0096	г/с
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				23,8681	т/год
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов	
				г/с	т/год
углеводороды C1-C5		1,15		0,0116	0,2745
углеводороды C6-C10		39,95		0,4033	9,5353
углеводороды C12-C19		58,9		0,594656	14,05832
Объем газовой смеси		0,0021		Средняя скорость газовой смеси	
V=Vчmax/3600	м3/с			м/с 0,0295	
				w=(4*V)/(3.14*d2)	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.					
Расчет выполнен для одного резервуара, всего - 2					



Источник №0009. Стояк налива конденсата						
Исходные данные:				Расчетные формулы:		
Количество резервуаров	Np	1	шт.	Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (5.2.2):		
Объем одного резервуара	V	40	м3	Gт/год=0.294*P38*m*(Ktmax*KB+Ktmin)*KccpКОБ*В/(107*рж)		
Количество конденсата, закачиваемого в течении года	В	107300	т/год	Максимально-разовый выброс: Mг/с=0.163*P38*m*Ktmax*Kpmax*KB*Vчmax/104		
Расчетные показатели:						
Давление насыщенных паров при 38оС				P38	163,54	мм.рт.ст.
Молекулярная масса паров конденсата				m	84	
Опытные коэффициенты (приложение 7)				Ktmax	0,6	
				Ktmin	0,35	
Опытные коэффициенты (приложение 9)				KB	1	
Опытные коэффициенты (приложение 8)				Kccp	0,7	
				Kpmax	1	
Опытный коэффициент (приложение 10)				КОБ	1,35	
Плотность конденсата				рж	0,815	
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки				Vчmax	7,51	м3/час
Выбросы паров нефтепродуктов в атмосферу из резервуара						
Максимальный выброс загрязняющих веществ в атмосферу				1,0096	г/с	
Годовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу				47,7362	т/год	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		1,15		0,0132	0,5490	
углеводороды C6-C10		39,95		0,4033	19,0706	
углеводороды C12-C19		58,9		0,594656	28,11664	
Наименование ЗВ		Масс.сод. Ci, % масс.		Количество выбросов		
				г/с	т/год	
углеводороды C1-C5		10		0,00132	0,0549	
углеводороды C6-C10		10		0,04033	1,9071	
углеводороды C12-C19		10		0,0594656	2,811664	
Объем газовой смеси V=Vчmax/3600		м3/с	0,0021	Средняя скорость газовой смеси w=(4*V)/(3.14*d2)		
				м/с	0,0295	
Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана. 2005.						



Источник № 6001				
Площадка трехфазного тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		10
Количество фланцевых соединений		шт		20
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,04783
углеводороды C1-C5		г/с		0,00015
		т/год		0,00482
углеводороды C6-C10		г/с		0,00531
		т/год		0,16739
углеводороды C12-C19		г/с		0,00783
		т/год		0,24679
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,03096
углеводороды C1-C5		г/с		0,00795
		т/год		0,25057
сероводород		г/с		0,00011
		т/год		0,25057

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.

Источник № 6002				
Площадка узла учета газа				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на конденсат	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на конденсат	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Конденсат:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		5
Количество фланцевых соединений		шт		10
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		10
Расчет:				
Конденсат:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,365 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,05$		кг/ч		0,02392
углеводороды C1-C5		г/с		0,00008
		т/год		0,00241
углеводороды C6-C10		г/с		0,00265
		т/год		0,08370
углеводороды C12-C19		г/с		0,00391
		т/год		0,12340
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} * P_{\text{зра}} * 0,293 + n_{\text{ф}} * P_{\text{ф}} * 0,03$		кг/ч		0,02481
углеводороды C1-C5		г/с		0,00637
		т/год		0,20081
сероводород		г/с		0,00009
		т/год		0,20081

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.



Источник №6003 - Площадка добывающих газоконденсатных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	кг/час
газ-конденсат	3	6	0,293	0,03	0,020988	0,000720	0,0186
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	0,1627				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0052				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	H2S					
Ci, масс%	92,38	1,273					
Mi, г/с	0,0048	0,0001					
Gi, т/год	0,1503	0,0021					
Расчет на 9 скважин							
Mi, г/с	0,0429	0,0006					
Gi, т/год	1,3531	0,0186					
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							

Источник № 6004. Насос перекачки конденсата в автоцистерну						
№	Наименование	Ед.изм.		Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час/год	8760,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	Мсек=Q/3.6	Мсек	г/с		0,02 / 3,6	0,00556
	углеводороды C1-C5		г/с			0,00006
	углеводороды C6-C10		г/с			0,00222
	углеводороды C12-C19		г/с			0,00327
	Мгод = Q * n * Т * 10-3 (т/год),	Мгод	т/год		0,02 * 8760,0	0,001
	углеводороды C1-C5		т/год			0,00201
	углеводороды C6-C10		т/год			0,06999
	углеводороды C12-C19		т/год			0,10319
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,02		

Расчет выполнен согласно РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению ВЗВ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2005.



Источник № 6005				
Площадка тестового сепаратора				
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Расчетная величина утечки	Площадка тестового сепаратора № 6002
1	2	3	4	5
Исходные данные:				
Расчетная величина утечки:				
ЗРА на нефть	Пзн	кг/ч	0,012996	
ФС на нефть	Пфн	кг/ч	0,000396	
ЗРА на газ	Пзг	кг/ч	0,020988	
ФС на газ	Пфг	кг/ч	0,00072	
Нефть:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		4
Количество фланцевых соединений		шт		8
Газ:				
Количество зап.-регул. арматуры		шт		2
Количество фланцевых соединений		шт		4
Расчет:				
Нефть:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,365 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,05$		кг/ч		0,01913
углеводороды C1-C5		г/с		0,00385
		т/год		0,12144
углеводороды C6-C10		г/с		0,00142
		т/год		0,04492
бензол		г/с		0,00002
		т/год		0,00059
толуол		г/с		0,00001
		т/год		0,00037
ксилол		г/с		0,00001
		т/год		0,00018
Газ:				
$Y = n_{\text{зра}} \cdot P_{\text{зра}} \cdot 0,293 + n_{\text{ф}} \cdot P_{\text{ф}} \cdot 0,03$		кг/ч		0,01239
углеводороды C1-C5		г/с		0,00344
		т/год		0,10850
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.				

Источник №6006 - Площадка добывающих нефтяных скважин							
Исходные и табличные данные							
вид технологического потока	количество ЗРА		расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность		расчетная величина утечки		суммарные выбросы
	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	ЗРА	фланцевые соединения	
	шт	шт			кг/час	кг/час	
нефть-газ	37	74	0,365	0,05	0,012996	0,000396	0,1770
Расчет на 1 скважину							
Валовый выброс		т/год	1,5503				
Максимально-разовые выбросы		г/с	0,0492				
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	C1-C5	C6-C10	бензол	толуол	ксилол		
Ci, масс%	72,46	26,8	0,35	0,22	0,11		
Mi, г/с	0,0356	0,0132	0,0002	0,0001	0,0001		
Gi, т/год	1,1234	0,4155	0,0054	0,0034	0,0017		
Расчет на 5 скважин							
Mi, г/с	0,1781	0,0659	0,0009	0,0005	0,0003		
Gi, т/год	5,6168	2,0774	0,0271	0,0171	0,0085		
Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов №196-е от 29.07.2011 г.							



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу



ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"																										
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов (НДВ)																										
Месторождение Мунайбай, участок Бахыт, 1 этап 2025 год																										
Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте- схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой воздушной смеси на выходе из трубы при			Координаты источника на карте-схеме, м.				Наименов ание газоочист ных установок , тип и	Вещество, по которому производи тся газоочист	Кoeffи- циент обеспечен ности газо- очисткой, %	Среднеэкс плуа- тационная степень очистки/ максимал	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения НДВ	
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура 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		Факельная установка V6	1	120	Факел	0001	31,6	2,37	34,48	152,10898	1697,8	4212	3486								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	6,252682978	296,751	1,856714015	2025
		Факельная установка V7	1	8592																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,016060984	48,222	0,301716027	
		Факельная установка V8	1	48																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,001521313	0,072	0,047056043	
				0337																	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	52,10569148	2472,921	15,4726168		
				0410																	Метан (727*)	1,302642287	61,823	0,38681542		
001		Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	1	8760	Выхлопная труба	0002	6,6	0,2	151,87	4,7711479	400	4333	3428								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,8	1446,73	25,35576	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,455	235,094	4,12031	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01944	10,044	0,18111	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3,53333	1825,634	31,87581	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000005	0,0003	0,000004	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00556	2,873	0,0483	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2	1033,379	18,11126	
001		Площадка трехфазного тестового сепаратора	1	8760	Неорганизован ный выброс (ЗРА и ФС)	6001	2				30	4228	3443	2	2						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00011		0,25057	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0081		0,25539	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00531		0,16739	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00783		0,24679	
001		Площадка узла учета газа	1	8760	Неорганизован ный выброс (ЗРА и ФС)	6002	2				30	4319	3482	2	2						0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00009		0,20081	
																					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00644		0,20322	
																					0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00265		0,0837	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00391		0,1234	
001		Площадка газоконденсатных скважин	2	8760	Неорганизован ный выброс (ЗРА и ФС)	6003	2				30	6462	3812	1000	750						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0095		0,3004	

ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"																									
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов (НДВ)																									
Месторождение Мунайбай, участок Бахыт, 1 этап 2026 год																									
Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте- схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовойздушной смеси на выходе из трубы при			Координаты источника на карте-схеме,м.		Наименов ание газоочист ных установок , тип и	Вещество, по которому производи тся газоочист	Коэффи- циент обеспечен ности газо- очисткой, %	Среднеэкс- плуа- тационная степень очистки/ максимал	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения НДВ		
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура 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		Факельная установка V7	1	8712	Факел	0001	40,9	3,678	47,98	510,94605	1697,8	4212	3486							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	11,64126461	164,477	2,182067232	2026
		Факельная установка V8	1	48																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,891705499	26,728	0,354585925	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,004554198	0,064	0,142834223	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	97,01053837	1370,641	18,18389361	
																					0410	Метан (727*)	2,42526346	34,266	
001		Газопоршневая электростанция (ГПЭС)	1	8760	Выхлопная труба	0002	6,6	0,2	454,26	14,263947	400	4333	3428							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,8	483,917	75,83998	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,455	78,636	12,324	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01944	3,36	0,54171	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3,53333	610,656	95,34169	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000005	0,00009	0,0000122	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00556	0,961	0,14446	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2	345,655	54,17141	
001		Площадка трехфазного тестового сепаратора	1	8760	Неорганизован ный выброс (ЗРА и ФС)	6001	2				30	4228	3443	2	2					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00011		0,25057	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0081		0,25539	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00531		0,16739	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00783		0,24679	
001		Площадка узла учета газа	1	8760	Неорганизован ный выброс (ЗРА и ФС)	6002	2				30	4319	3482	2	2					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00009		0,20081	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00644		0,20322	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00265		0,0837	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00391		0,1234	
001		Площадка газоконденсатных скважин	3	8760	Неорганизован ный выброс (ЗРА и ФС)	6003	2				30	6462	3812	1000	750					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0143		0,4505	

ЭРА v3.0 АО "НИПИнефтегаз"																										
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов (НДВ)																										
Месторождение Мунайбай, участок Восточный Мунайбай и участок Бахыт, 2 этап 2028 год																										
Произ- водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименова ние источника выброса вредных	Номер источника выбросов на карте- схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовойвоздушной смеси на выходе из трубы при			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименов ание газоочист ных установок	Вещество, по которому производи тся	Коэффи- циент обеспечен ности газо- очисткой,	Среднеэкс плуа- тационная степень очистки/	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения НДВ	
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура 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	01	Факельная установка	1	8760	Факел	0001	16,5	0,259	4,52	0,238695	1697,8	4212	3486								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0054358	164,4	0,1714238	2028
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0008833	26,715	0,0278564	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0045298	137	0,1428532	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0452984	1369,998	1,4285316	
																					0410	Метан (727*)	0,0011325	34,25	0,0357133	
001	01	Газопоршневая электростанция	1	8760	Выхлопная труба	0002	6,6	0,2	454,27	14,263948	400	4333	3428								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,8	483,917	75,83998	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,455	78,636	12,324	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01944	3,36	0,54171	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3,53333	610,656	95,34169	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000005	0,00009	0,000012	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00556	0,961	0,14446	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2	345,655	54,17141	
001	01	Газопоршневая электростанция	1	8760	Выхлопная труба	0003	6,6	0,2	454,27	14,263948	400	2724	1983								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,8	483,917	75,83998	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,455	78,636	12,324	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01944	3,36	0,54171	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3,53333	610,656	95,34169	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000005	0,00009	0,000012	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00556	0,961	0,14446	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2	345,655	54,17141	
001	01	Газопоршневая электростанция	1	8760	Выхлопная труба	0004	6	0,2	454,27	14,263948	400	2809	1946								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,8	483,917	75,83998	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,455	78,636	12,324	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01944	3,36	0,54171	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3,53333	610,656	95,34169	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000005	0,00009	0,000012	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00556	0,961	0,14446	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2	345,655	54,17141	

001	01	Резервуар хранения нефти	1	8760	Дыхательный клапан	0005	2	0,25	0,04	0,0018004	30	2856	1735						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,544	951827,56	48,5553	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,5711	352065,23	17,9586	
																			0602	Бензол (64)	0,00746	4598,856	0,2345	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00234	1442,537	0,0737	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00469	2891,238	0,1474	
001	01	Резервуар хранения нефти	1	8760	Дыхательный клапан	0006	2	0,25	0,04	0,0018004	30	2987	1667						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1,544	951827,56	48,5553	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,5711	352065,23	17,9586	
																			0602	Бензол (64)	0,00746	4598,856	0,2345	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00234	1442,537	0,0737	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00469	2891,238	0,1474	
001	01	Резервуар хранения конденсата	1	8760	Дыхательный клапан	0007	2	0,3	0,04	0,0018004	30	3240	758						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0074	4561,868	0,1745	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,2564	158062,56	6,0607	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,37796	233000,48	8,9355	
001	01	Резервуар хранения конденсата	1	8760	Дыхательный клапан	0008	2	0,3	0,04	0,0018004	30	3245	695						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0074	4561,868	0,1745	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,2564	158062,56	6,0607	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,37796	233000,48	8,9355	
001	01	Стойк налива конденсата	1	8760	Дыхательный клапан	0009	2	0,3	0,02	0,0013267	30	3387	705						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0013	1087,553	0,0349	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0256	21416,437	1,2121	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0378	31622,708	1,7871	
001	01	Площадка трехфазного тестового сепаратора	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6001	2				30	4228	3443	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00011		0,25057	
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0081		0,25539	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00531		0,16739	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00783		0,24679	
001	01	Площадка узла учета газа	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6002	2				30	4319	3482	2	2				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00009		0,20081	
																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00644		0,20322	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00265		0,0837	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00391		0,1234	

001	01	Площадка газоконденсатных скважин	7	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6003	2				30	6462	3812	1000	750					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0005		0,0145	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0334		1,0524	
001	01	Насос перекачки конденсата в автоцистерну	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6004	2				30	3389	760	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00006		0,00201	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00222		0,06999	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00327		0,10319	
001	01	Площадка тестового сепаратора	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6005	2				30	2753	1946	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00729		0,22994	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00142		0,04492	
																				0602	Бензол (64)	0,00002		0,00059	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,00001		0,00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0,00001		0,00037	
001	01	Площадка нефтяных скважин	3	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6006	2				30	722	1207	2000	750					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1069		3,3701	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0395		1,2465	
																				0602	Бензол (64)	0,0005		0,0163	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0002		0,0051	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0003		0,0102	

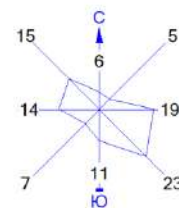
001	01	Резервуар хранения нефти	1	8760	Дыхательный клапан	0005	2	0,25	0,07	0,003524	30	2856	1735							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3,0221	951815,81	95,0407	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1,1178	352053,11	35,1517	
																				0602	Бензол (64)	0,0146	4598,296	0,4591	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00459	1445,629	0,1443	
																				0621	Метилбензол (349)	0,00918	2891,257	0,2886	
001	01	Резервуар хранения нефти	1	8760	Дыхательный клапан	0006	2	0,25	0,07	0,003524	30	2987	1667							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3,0221	951815,81	95,0407	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1,1178	352053,11	35,1517	
																				0602	Бензол (64)	0,0146	4598,296	0,4591	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00459	1445,629	0,1443	
																				0621	Метилбензол (349)	0,00918	2891,257	0,2886	
001	01	Резервуар хранения конденсата	1	8760	Дыхательный клапан	0007	2	0,3	0,03	0,0020874	30	3240	758							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0116	6167,829	0,2745	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,4033	214438,38	9,5353	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,59466	316186,29	14,0583	
001	01	Резервуар хранения конденсата	1	8760	Дыхательный клапан	0008	2	0,3	0,03	0,0020874	30	3245	695							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0116	6167,829	0,2745	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,4033	214438,38	9,5353	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,59466	316186,29	14,0583	
001	01	Стояк налива конденсата	1	8760	Дыхательный клапан	0009	2	0,3	0,03	0,0020874	30	3387	705							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0013	691,222	0,0549	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0403	21427,887	1,9071	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,05947	31620,755	2,8117	
001	01	Площадка трехфазного тестового сепаратора	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6001	2				30	4228	3443	2	2					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00011		0,25057	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0081		0,25539	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00531		0,16739	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00783		0,24679	
001	01	Площадка узла учета газа	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6002	2				30	4319	3482	2	2					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00009		0,20081	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00644		0,20322	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00265		0,0837	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00391		0,1234	

001	01	Площадка газоконденсатных скважин	9	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6003	2				30	6462	3812	1000	750					0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0006		0,0186	
																				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0429		1,3531	
001	01	Насос перекачки конденсата в автоцистерну	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6004	2				30	3389	760	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00006		0,00201	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00222		0,06999	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00327		0,10319	
001	01	Площадка тестового сепаратора	1	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6005	2				30	2753	1946	2	2					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00729		0,22994	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00142		0,04492	
																				0602	Бензол (64)	0,00002		0,00059	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00001		0,00018	
																				0621	Метилбензол (349)	0,00001		0,00037	
001	01	Площадка нефтяных скважин	5	8760	Неорганизованный выброс (ЗРА и ФС)	6006	2				30	722	1207	2000	750					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1781		5,6168	
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0659		2,0774	
																				0602	Бензол (64)	0,0009		0,0271	
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0003		0,0085	
																				0621	Метилбензол (349)	0,0005		0,0171	

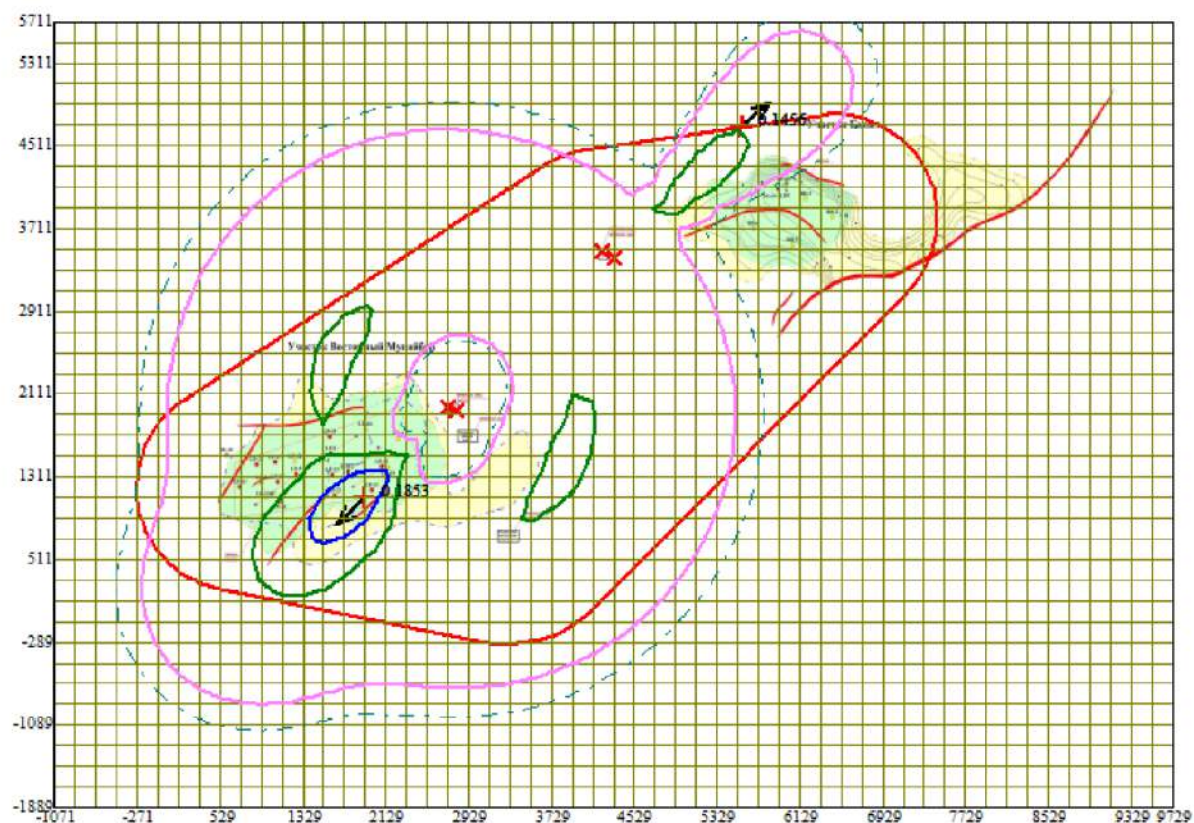
ПРИЛОЖЕНИЕ 3

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

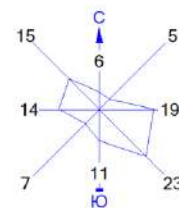
Изолинии в долях ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1074 ПДК
 0.1464 ПДК
 0.1697 ПДК

0 607 1821м.

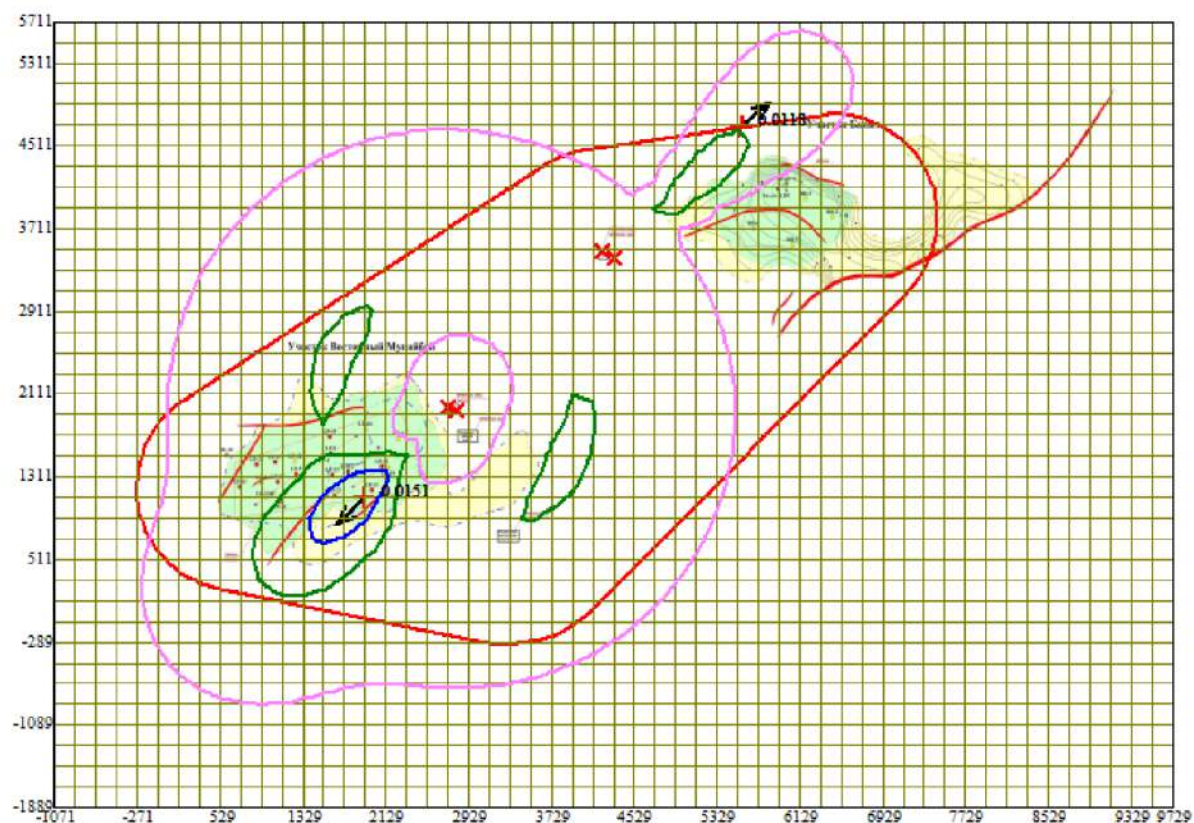
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.1853127 ПДК достигается в точке $x=1929$ $y=1111$
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 7.8 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

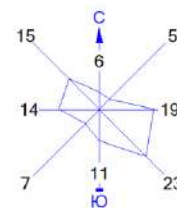
Изолинии в долях ПДК
 0.0087 ПДК
 0.0119 ПДК
 0.0138 ПДК

0 607 1821м.

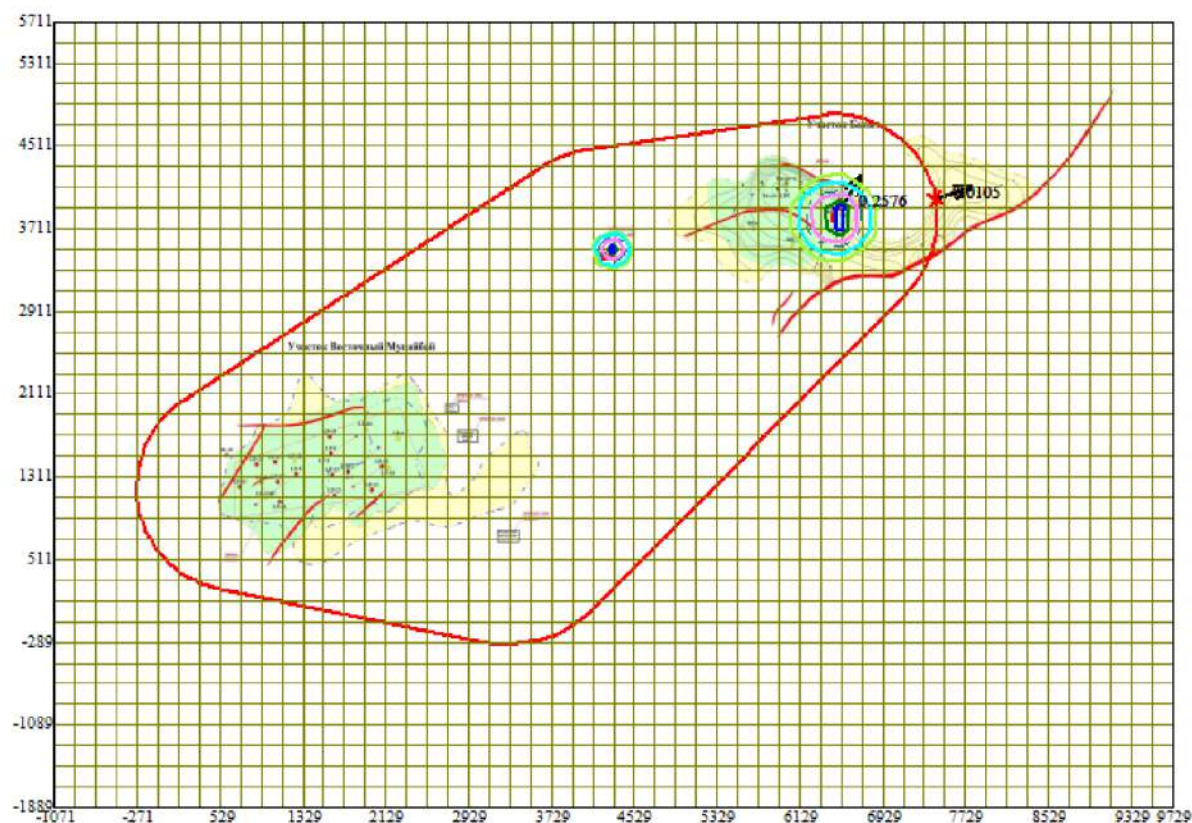
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.0150567 ПДК достигается в точке $x = 1929$ $y = 1111$
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 7.8 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

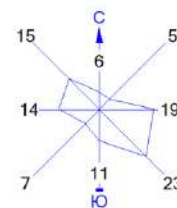
Изолинии в долях ПДК
 0.0500 ПДК
 0.0647 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1290 ПДК
 0.1933 ПДК
 0.2318 ПДК

0 607 1821м.

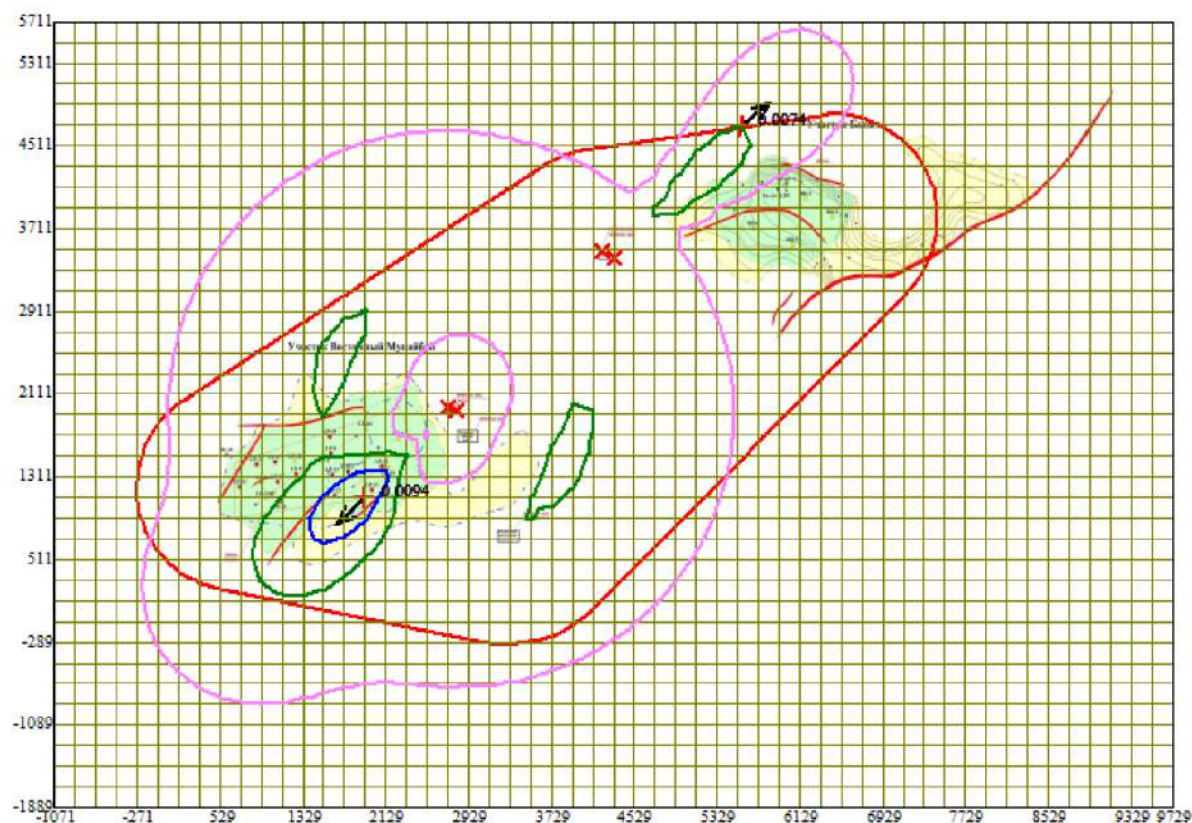
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.2575567 ПДК достигается в точке $x = 6529$ $y = 3911$
 При опасном направлении 214° и опасной скорости ветра 2.62 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

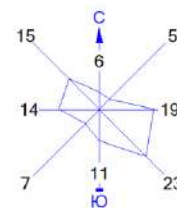
Изолинии в долях ПДК
 0.0054 ПДК
 0.0074 ПДК
 0.0086 ПДК

0 607 1821м.

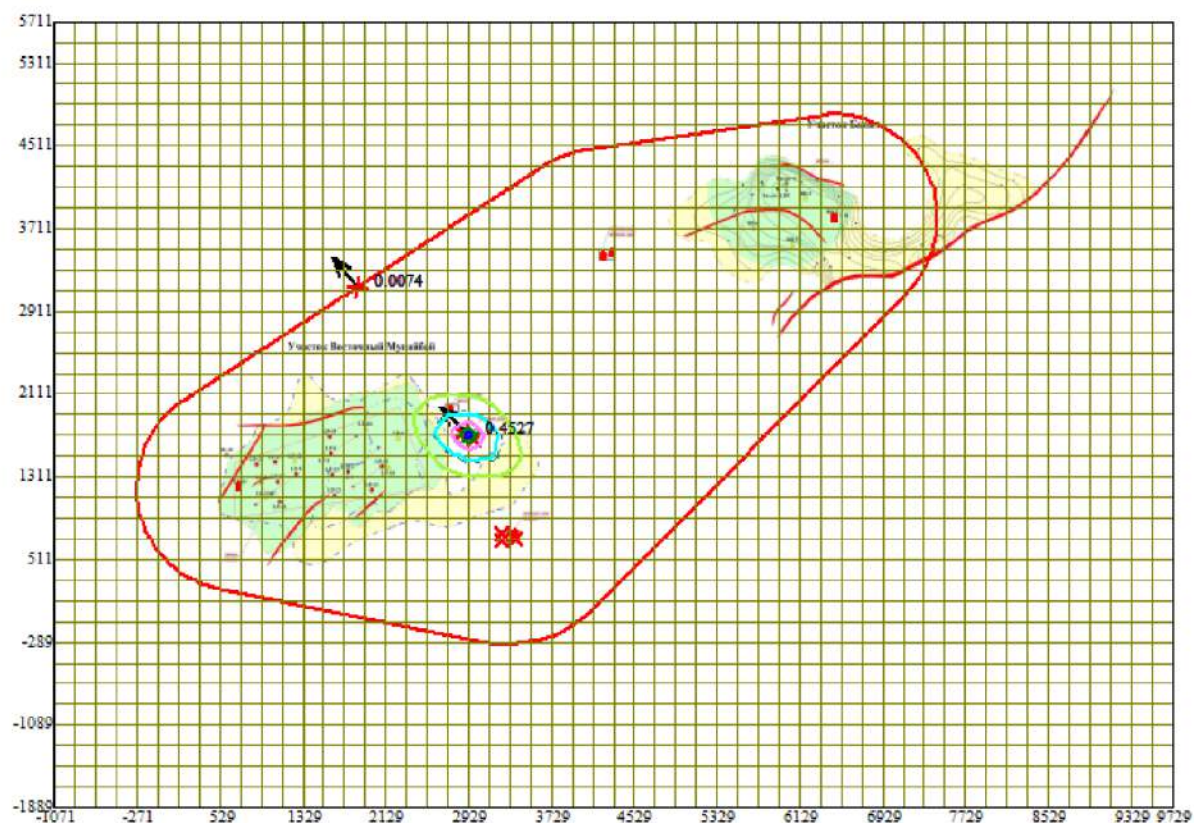
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.0093841 ПДК достигается в точке $x=1929$ $y=1111$
 При опасном направлении 45° и опасной скорости ветра 7.8 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

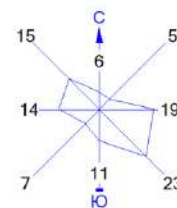
Изолинии в долях ПДК
 0.0500 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1138 ПДК
 0.2268 ПДК
 0.3397 ПДК
 0.4075 ПДК

0 607 1821м.

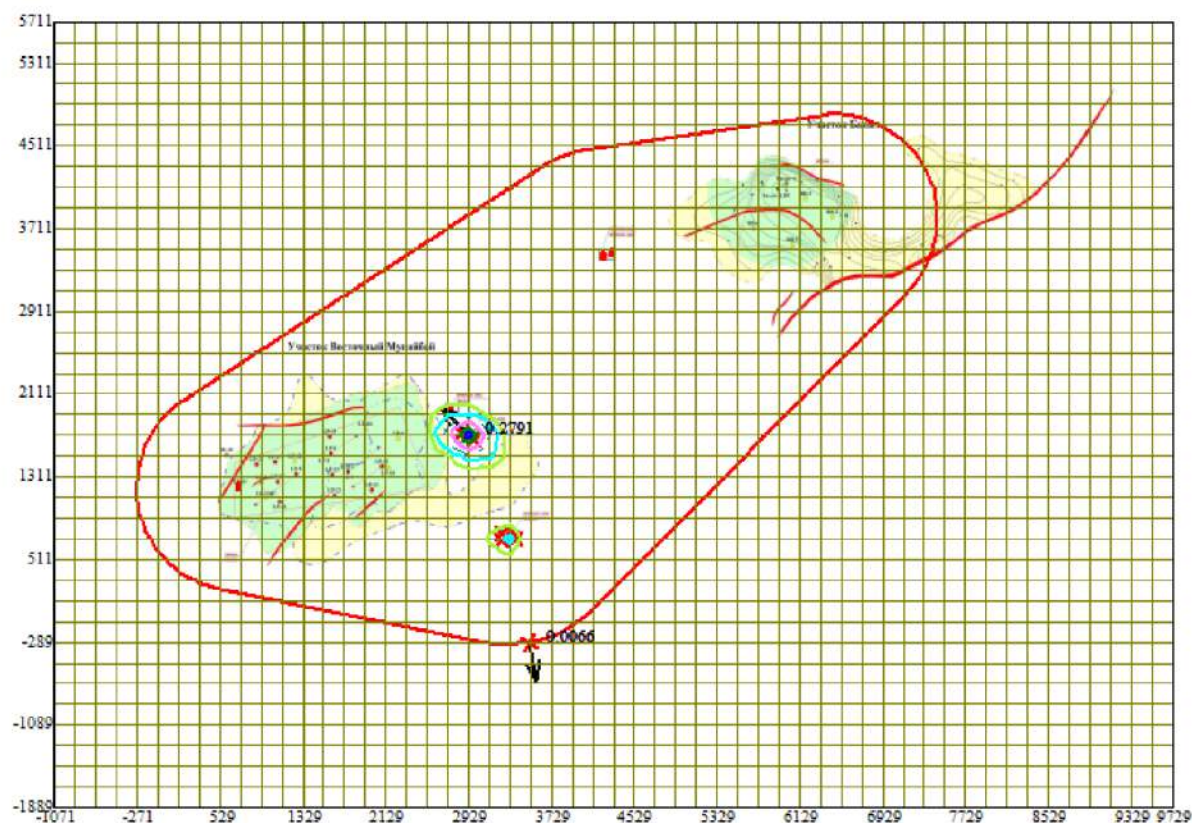
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.4527018 ПДК достигается в точке $x = 2929$ $y = 1711$
 При опасном направлении 127° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55*39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



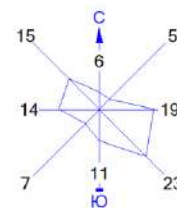
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0500 ПДК
 0.0702 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1399 ПДК
 0.2095 ПДК
 0.2513 ПДК

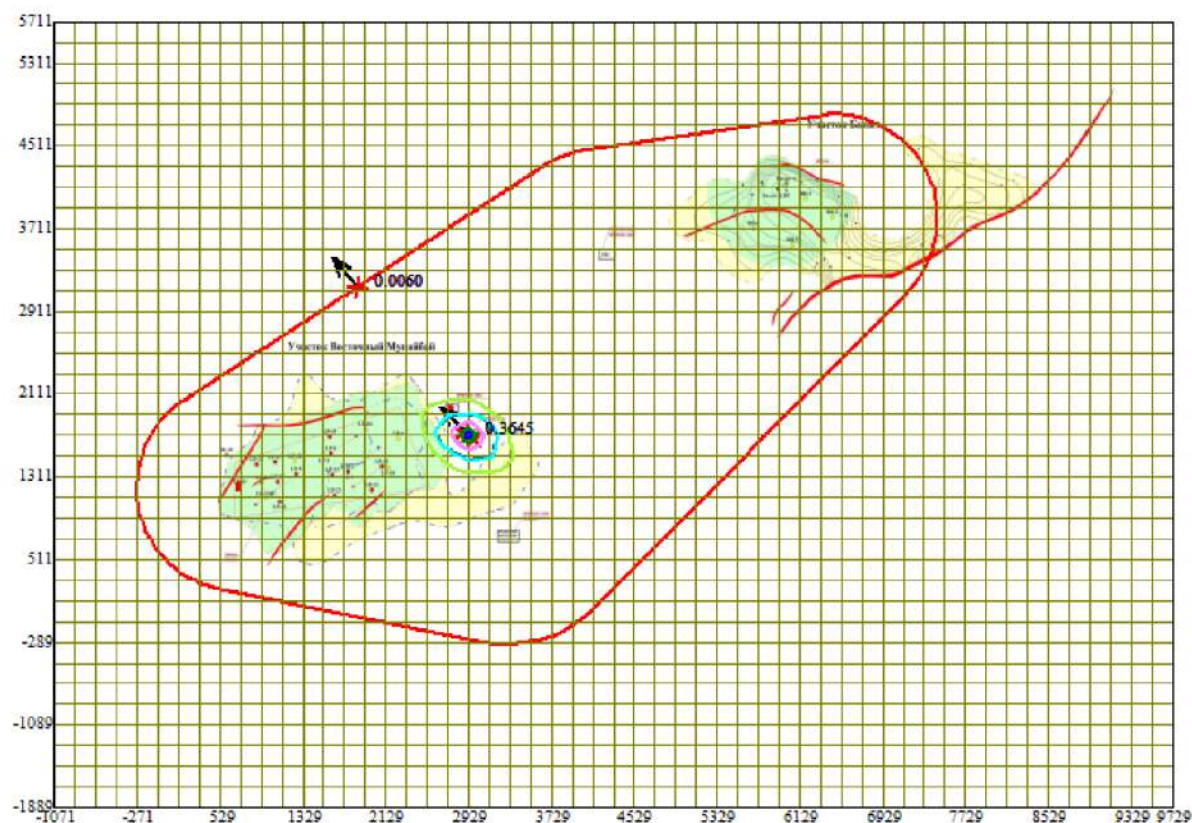
0 607 1821м.
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.2791211 ПДК достигается в точке $x=2929$ $y=1711$
 При опасном направлении 127° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55*39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

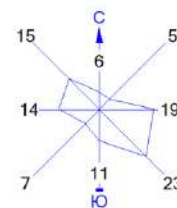
Изолинии в долях ПДК
 0.0500 ПДК
 0.0916 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1826 ПДК
 0.2735 ПДК
 0.3281 ПДК

0 607 1821м.

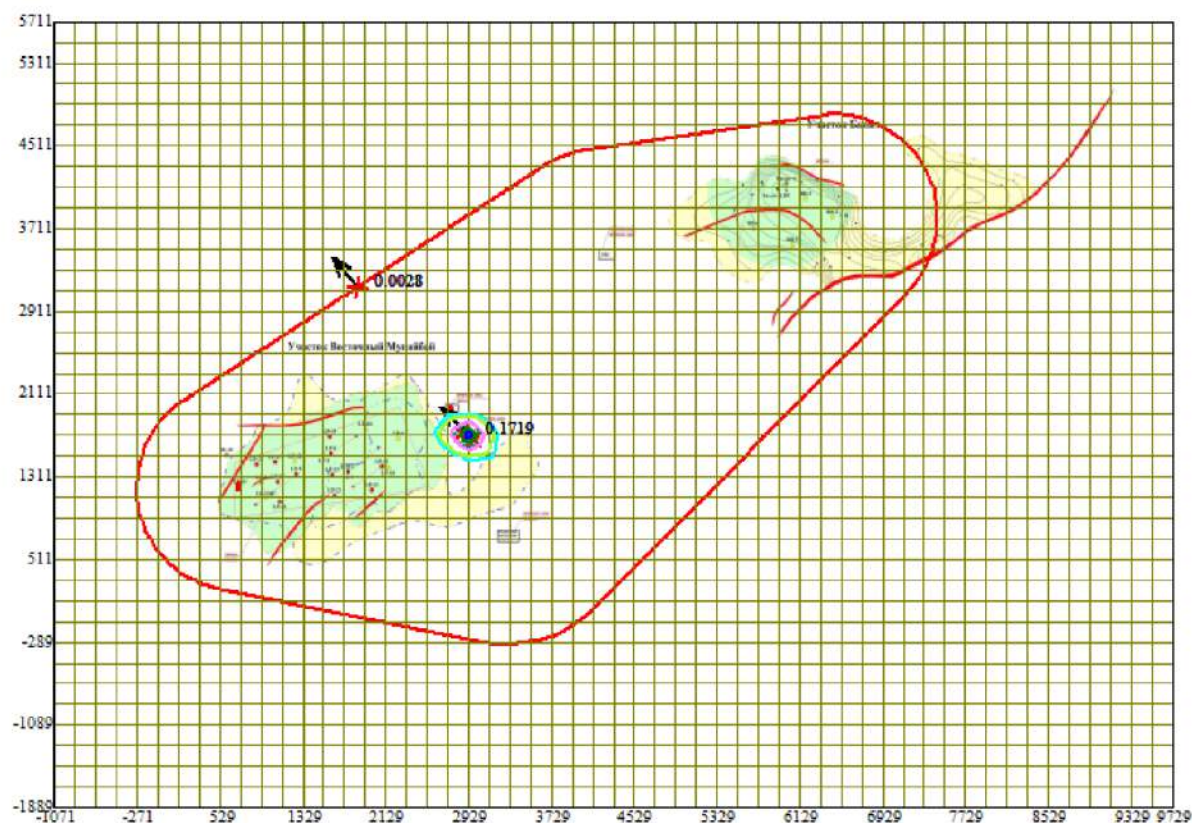
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.3645056 ПДК достигается в точке $x = 2929$ $y = 1711$
 При опасном направлении 127° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



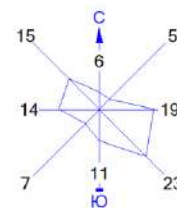
Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0432 ПДК
 0.0500 ПДК
 0.0861 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1290 ПДК
 0.1547 ПДК

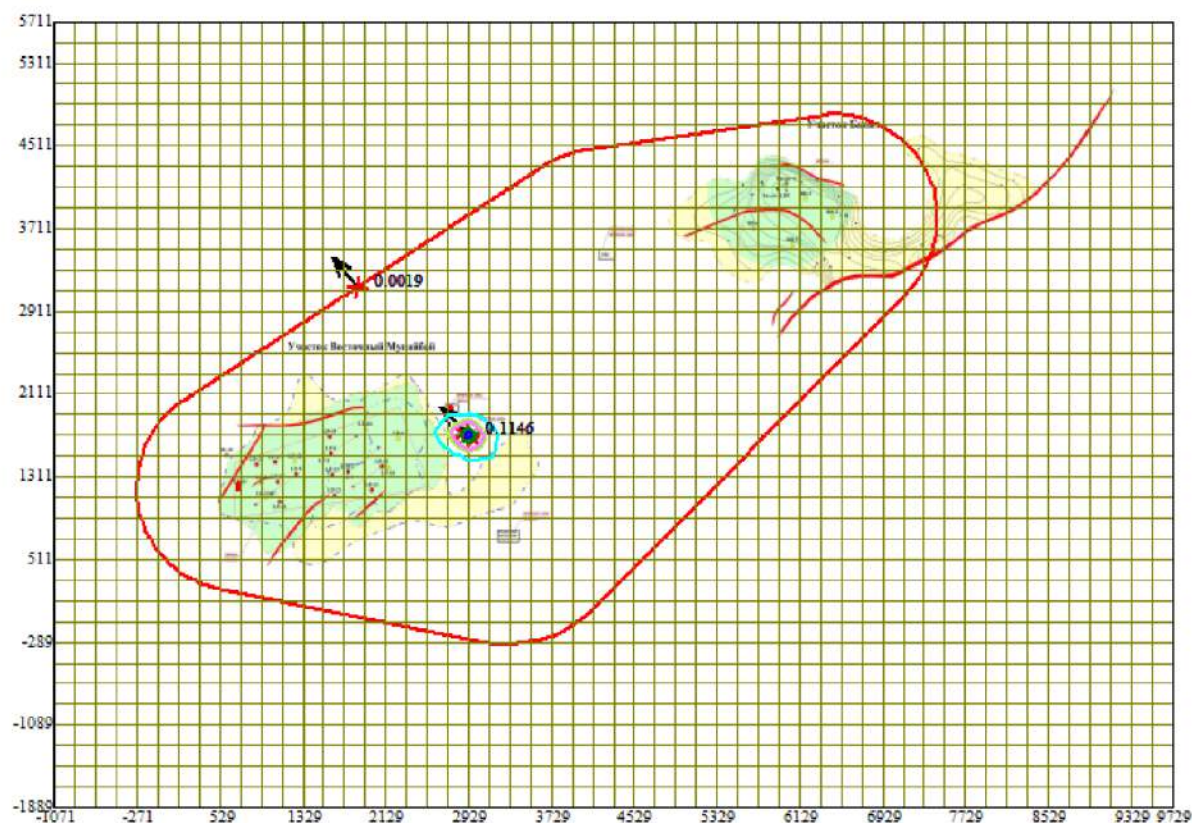
0 607 1821м.

 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.1718919 ПДК достигается в точке $x = 2929$ $y = 1711$
 При опасном направлении 127° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55*39



ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
0621 Метилбензол (349)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

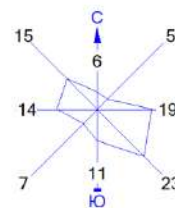
Изолинии в долях ПДК
 0.0288 ПДК
 0.0500 ПДК
 0.0574 ПДК
 0.0860 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1032 ПДК

0 607 1821м.

 Масштаб 1:60700

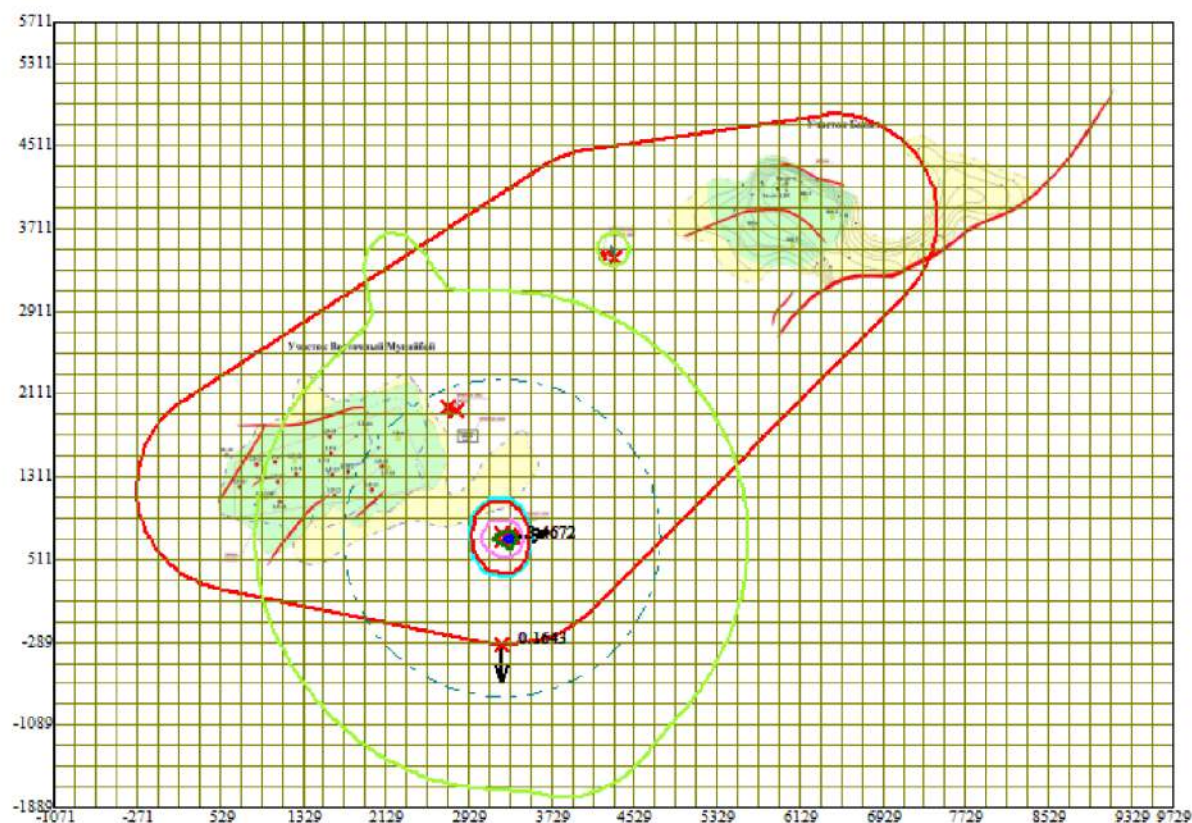
Макс концентрация 0.1145946 ПДК достигается в точке $x=2929$ $y=1711$
 При опасном направлении 127° и опасной скорости ветра 0.96 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014

2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

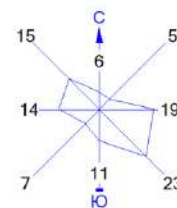
Изолинии в долях ПДК
 0.0500 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.8740 ПДК
 1.0 ПДК
 1.7384 ПДК
 2.6028 ПДК
 3.1215 ПДК

0 607 1821м.

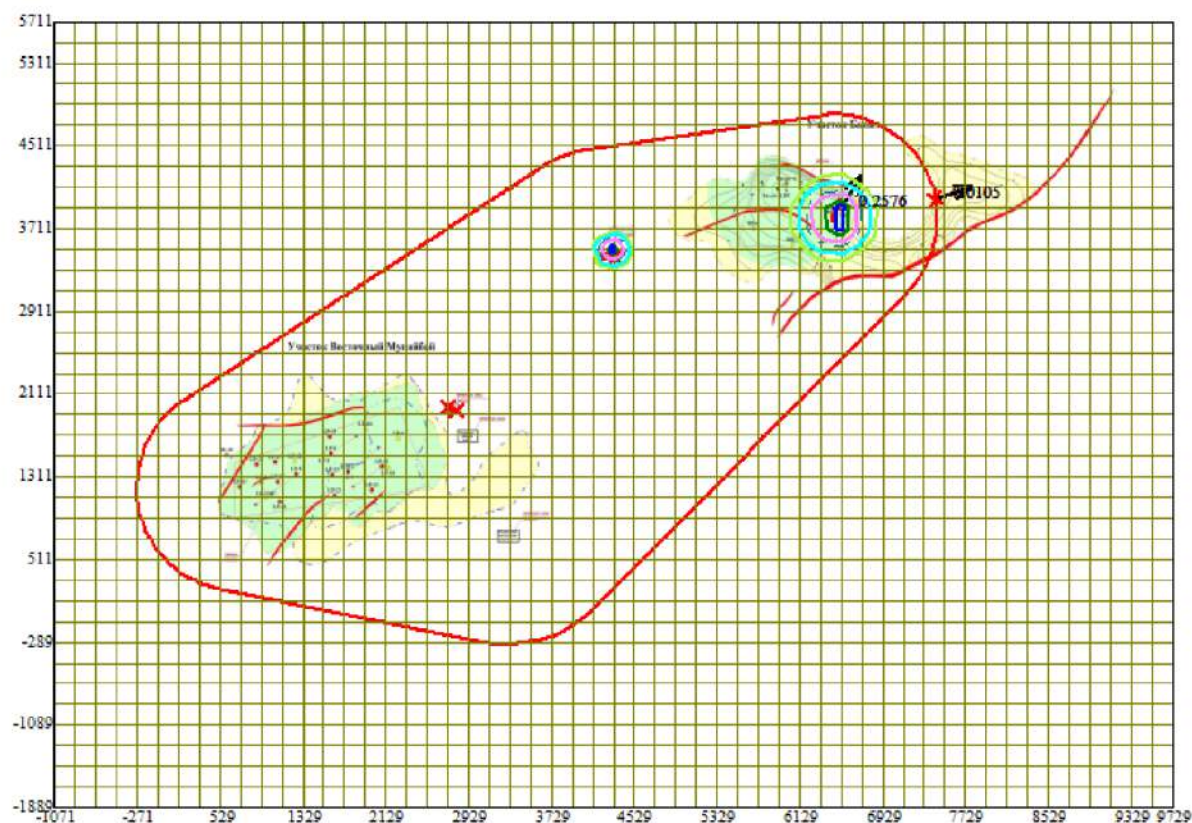
 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 3.4672339 ПДК достигается в точке $x = 3329$ $y = 711$
 При опасном направлении 259° и опасной скорости ветра 1.09 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39





ПК ЭРА v3.0 Модель: МРК-2014
6037 0333+1325



Условные обозначения:
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0500 ПДК
 0.0649 ПДК
 0.1000 ПДК
 0.1291 ПДК
 0.1933 ПДК
 0.2319 ПДК

0 607 1821м.

 Масштаб 1:60700

Макс концентрация 0.2575567 ПДК достигается в точке $x=6529$ $y=3911$
 При опасном направлении 214° и опасной скорости ветра 2.62 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 10800 м, высота 7600 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 55×39



ПРИЛОЖЕНИЕ 4
Справка РГП «Казгидромет»



«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК

ҚАЗАҚСТАН
РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ,
ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ

РГП «КАЗГИДРОМЕТ»

МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН

25.04.2024

1. Город -
2. Адрес - **Мангистауская область, Бейнеуский район**
4. Организация, запрашивающая фон - **АО \"НИПИнефтегаз\"**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **Месторождение Мунайбай**
6. Разрабатываемый проект - **Отчёт о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Мунайбай**
7. **Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: Взвешенные частицы PM2.5, Взвешенные частицы PM10, Азота диоксид, Диоксид серы, Углерода оксид, Азота оксид, Сероводород, Углеводороды,**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Мангистауская область, Бейнеуский район выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5
Лицензия АО «НИПИнефтегаз» на природоохранное проектирование





ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079P

Выдана

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

-

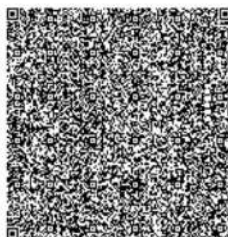
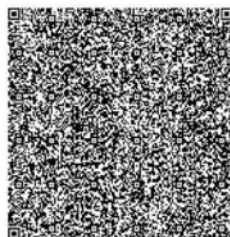
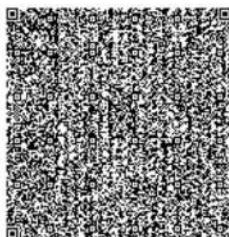
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи **07.08.2007**

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан

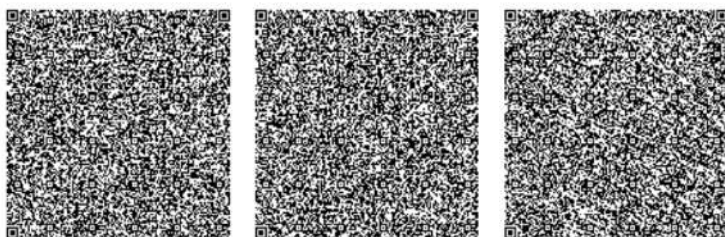




ЛИЦЕНЗИЯ

Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего: Абдуалиев Айдар Сейсенбекович





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01079Р

Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

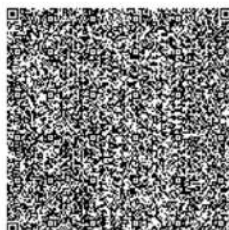
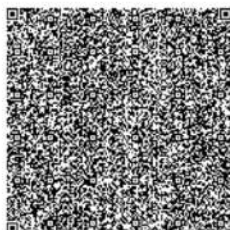
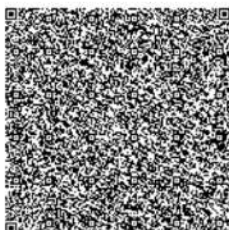
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

-

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

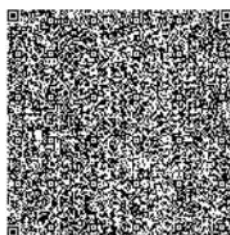
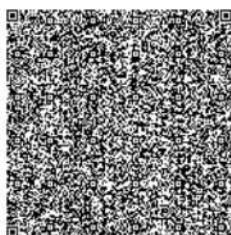
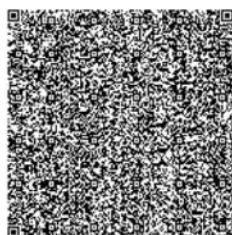
Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатпен мәңгілы бірдей. 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.

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)



ПРИЛОЖЕНИЕ 6
Горный отвод ТОО «Lucent Petroleum»





Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 06 апреля 2023 г. Рег. № 574-Р -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ИНДУСТРИИ И ИНФРАСТРУКТУРНОГО
РАЗВИТИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»**

**УЧАСТОК НЕДР
(ГОРНЫЙ ОТВОД)**

Предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «**Lucent Petroleum**» для осуществления операций по недропользованию на участках **Восточный Мунайбай** и **Бахыт** месторождении **Мунайбай** на основании решения Компетентного органа (Протокол Экспертной комиссии №10/1 МЭ РК от 10 марта 2023 года).

Участок недр расположен в **Мангистауской области**.

Границы участка недр показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 4.

Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	45	38	3,32	53	25	22,01
2	45	42	53,51	53	41	47,82
3	45	40	58,2	53	46	36,27
4	45	34	23,54	53	28	36,71

Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек						Угловые Точки №/№	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота				Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
Участок Восточный Мунайбай							Участок Бахыт						
1	45	38	3,32	53	25	22,01	1	45	42	53,51	53	41	47,82
2	45	40	18,54	53	33	0	2	45	40	58,2	53	46	36,27
3	45	39	0	53	33	0	3	45	39	0,88	53	41	14,59
4	45	39	0,88	53	41	14,59	4	45	39	0	53	33	00
5	45	34	23,54	53	28	36,71	5	45	40	18,54	53	33	00
Площадь 95.02 кв.км							Площадь 76,03 кв.км						

Площадь участка недр – **171,05 (сто семьдесят одна целая пять сотых) км².**

Глубина участка недр – **Участок Восточный Мунайбай – минус 5150 м; участок Бахыт по подошве триасовых отложений (до подошвы надсолевых отложений).**

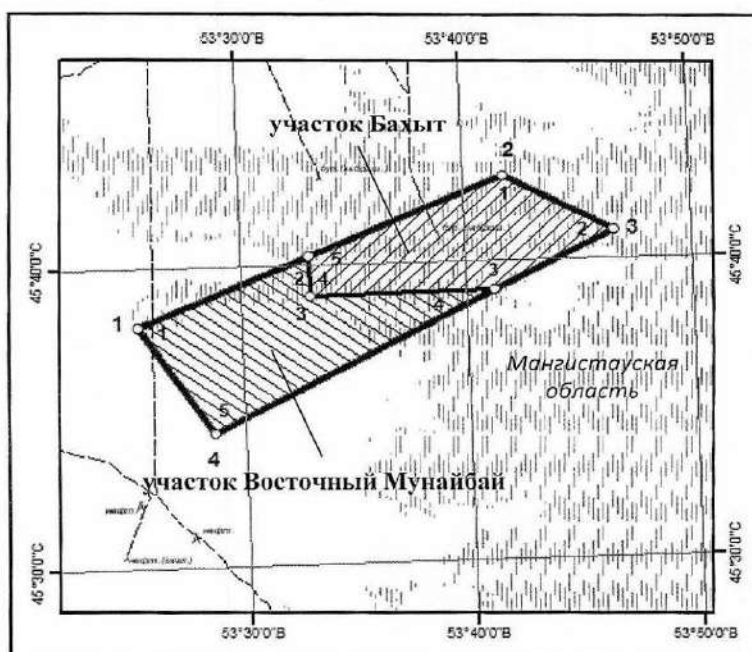
Заместитель председателя

Е. Галиев



Приложение № _____
по Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от _____ апрель 2023 г. Рег. № Д-УВ

**Картограмма расположения участка недр для добычи
месторождения Мунайбай**
Масштаб 1: 350 000



Условные обозначения

- контур участка недр для добычи месторождения Мунайбай
- контур участка недр для добычи участка Бахыт
- контур участка недр для добычи участка Восточный Мунайбай
- А нефтяные и газовые промыслы
- полевые дороги
- ||||| солончаки проходимые

г. Астана,
апрель, 2023 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ 7
Санитарно-эпидемиологические заключения



ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ТҰТЫНУШЫЛАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫН
ҚОРҒАУ АГЕНТТІГІ

МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ
ТҰТЫНУШЫЛАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫН
ҚОРҒАУ ДЕПАРТАМЕНТІ



АГЕНТСТВО
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО ЗАЩИТЕ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ЗАЩИТЕ
ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

130000, Ақтау қаласы, 36 шағын аудан, 46 үй
тел/факс 50-19-09, 50-69-96
dgsen-aktau@topmail.kz, dgsen-aktau@mail.ru

130000, г.Ақтау, 36 микрорайон, 46 дом
тел/факс 50-19-09, 50-69-96
dgsen-aktau@topmail.kz, dgsen-aktau@mail.ru

№2-08\2 - 1546 от 13.05 2014 г.

Исполнительному директору ТОО «Caspian HES Consulting»
г-ну Толеген М. Т.

На Ваш запрос (исх. № 06-249 от 04.05.2014 года, вход. №387 от 05.05.2014 года) Департамент по защите прав потребителей Мангистауской области информирует.

В представленном рабочем проекте:

- «Строительство площадок для бурения скважин, вахтовых поселков и подъездных дорог к ним в пределах блоков XXX -13-F (частично), 14-D (частично), E,F, XXXI-13-C (частично), 14-A (частично), B,C (частично). Раздел ООС.» нет решений регламентируемых нормативными документами в области госсанэпиднадзора.

Производство данных работ на действующем месторождении, с установленным размером СЗЗ – 1000 метров.

Санитарно-эпидемиологические заключения по данному проекту не требуется.

Основание: Стандарт государственных услуг в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения «Выдача санитарно-эпидемиологического заключения на проекты, продукцию, работы и услуги», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 08.10.2012 года №1271.

И.о. Руководителя

М. Кадыр

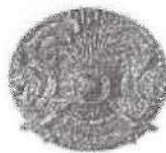
Исп. Мороз Г. А.
Тел. 507744



ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҰЛТТЫҚ ЭКОНОМИКА МИНИСТРЛІГІНІҢ
ТҰТЫНУШЫЛАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫН
ҚОРҒАУ КОМИТЕТІ

МАНҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ
ТҰТЫНУШЫЛАРДЫҢ ҚҰҚЫҚТАРЫН
ҚОРҒАУ ДЕПАРТАМЕНТІ

130000, Ақтау қаласы, 36 шағын аудан, 48 үй
тел/факс 50-15-09
djsen-aktau@mail.ru



КОМИТЕТ ПО ЗАЩИТЕ ПРАВ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МИНИСТЕРСТВА
НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

ДЕПАРТАМЕНТ ПО ЗАЩИТЕ
ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ
МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ

130000, г.Ақтау, 36 микрорайон, 48 дом
тел/факс 50-15-09
djsen-aktau@mail.ru

№ 2 – 08\2 - 1821 от 11.06.2015 г.

Генеральному директору
ТОО «Lucent Petroleum»
г-ну Слажену Н. Н.

Департамент по защите прав потребителей Мангистауской области на Ваш запрос (от 26.05.2015г., исход. № 56) сообщает.

Нефтяные скважины не относятся к объектам высокой степени эпидемической значимости.

В связи с изложенным, согласование проекта:

- «Оценочные работы на площади Мунайбай в пределах контрактной территории ТОО «Lucent Petroleum», с разделом ПредОВОС» не требуется.

Основание: 1. ст.21-1 Закона Республики Казахстан от 29 декабря 2014 года № 269-V ЗРК «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам кардинального улучшения условий для предпринимательской деятельности в Республике Казахстан» в Кодекс РК от 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» №193-IV ЗРК.

2. п. 2 Постановления Правительства Республики Казахстан от 24.09.2014г. № 1012 «Об утверждении дорожной карты по реализации структурных реформ в Республике Казахстан на 2014-2015 годы».

Производство планируемых работ на действующей контрактной территории, с ранее установленным размером СЗЗ – 1000 метров.

Руководитель

Кадыр М. Ж.

Исп. Мороз Г.А.
Тел.507744

Қазақстан Республикасы Тұтынушылардың құқықтарын қорғау агенттігі. Агентства Республики Казахстан по защите прав потребителей «Манғыстау облысы тұтынушылардың құқықтарын қорғау департаментінің Бейнеу аудандық тұтынушылардың құқықтарын қорғау басқармасы» РММ	Нысанның БҚСЖ бойынша коды Код формы по ОКУД _____ КҰЖЖ бойынша ұйым коды Код организации по ОКПО _____ Қазақстан Республикасының Денсаулық сақтау министрінің 2011 жылғы «20» желтоқсандағы № 902 бұйрығымен бекітілген 199/е нысанды медициналық құжаттама Медицинская документация Форма 199/у Утверждена приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан «20» декабря 2011 года № 902

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды Санитарно - эпидемиологическое заключение

№ 38

«30» 04. 2014 ж. (г)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза) «Строительство площадок для бурения скважин, вахтовых поселков и подъездных дорог к ним в пределах блоков XXX-13-F (частично); 14-D (частично); E, F; XXXI-13-C (частично), 14-A (частично), В, С » и ОВОС к нему.

(пайдалануға берілетін немесе қайта жанартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, көліктердің және т.б. атауы) (полное наименование объекта, отвод земельного участка под строительство, проектной документации, реконструкции или вводимого в эксплуатацию, факторов среды обитания, хозяйственной и иной деятельности, работ, продукции, услуг, транспорт и т.д.)

Жүргізілді (Проведена) Входящее письмо исполнительный директор ТОО «Caspian HES Consulting» г-на М.Т. Толегена от 21.04. 2014 г. № 06-217 (Входящее 21.04. 2014г. № 192)

(өтініш, ұйғарым, қаулы бойынша, жоспарлы және басқа да түрде (күн, нөмірі)
по обращению, предписанию, постановлению, плановая и другие (дата, номер)

2. Тапсырыс (өтініш) беруші (Заказчик (заявитель) Входящее письмо директора ТОО «Caspian HES Consulting» г-на М.Т. Толегена от 21.04. 2014 г. № 06-217 (Входящее 21.04. 2014г. № 192)

Шаруашылық жүргізуші субъектінің толық атауы, мекен-жайы, телефоны, жетекшісінің Т.А.Ә.А.
(полное наименование хозяйствующего субъекта (принадлежность), адрес/месторасположение объекта, телефон, Ф.И.О. руководителя)

3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы) область нефтяной промышленности.

сала, қайраткерлік ортасы, орналасқан орны, мекен-жайы

4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны (подготовлены) _____

5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы):

1. Входящее письмо директора ТОО «Caspian HES Consulting» г-на М.Т. Толегена от 21.04. 2014 г. № 06-217 (Входящее 21.04. 2014г. № 192)

2. Общая пояснительная записка.

3. Ситуационный план.

4. Расчетные показатели по охране окружающей среды.

6. Государственная лицензия ТОО «Caspian HES Consulting».

Основания для проектирования Проектируемые площадки бурения для скважин LP-1, LP-2, а также площадки Вахтовых поселков LP-1, LP-2 располагаются на территории Мангистауской области на лицензионном участке компании ТОО «Lucent Petroleum». Расстояние от скважины LP-1 до Каспийского моря составляет 5.1 км. Расстояние от скважины LP-2 до Каспийского моря составляет 34 км. Вахтовые посёлки находятся в зоне влияния сора Мертвый Култук. Блилежащим населенным пунктом является пос. Бейнеу, Мангистауской области.

Контрактная территория площадью 1,314-00 кв. км расположена на территории Мангистауской и частично, Атырауской областей. Блок граничит на севере с Лицензионным блоком СП «Тенгизшевройл» с востока – с Лицензионным блоком «Толкыннефтегаз».

Непосредственно к северной границе Блока примыкают месторождения группы Прорва. Месторождения этой группы полностью обустроены: имеется вся инфраструктура, включая ЛЭП, нефтепровод, связывающий эти месторождения с магистральным нефтепроводом Узень – Самара, водовод, автомобильные дороги.

В близи юго-восточной границы блока расположено месторождение Култук. В 70 км на северо-восток от Блока находится железнодорожная станция Опорная. Через указанную



станцию проходит коридор коммуникаций: ЛЭП, автомобильная дорога, железная дорога, магистральный газопровод, магистральный нефтепровод, водовод. С западной и южной сторон участка расположено Каспийской море.

Климат Климат района резко континентальный, аридный с резкими колебаниями сезонных и суточных температур. Зима холодная, малоснежная. Устойчивый снежный покров не образуется. Толщина выпадающего снежного покрова редко превышает 5 см. Лето сухое и жаркое, обычно с ясной погодой. Осадки выпадают редко и преимущественно в виде кратковременных ливневых дождей. Постоянной гидрографической сети в районе работ нет, лишь в период дождей и снеготаяния вода скапливается в небольшом количестве в пониженных участках и ложбинах. Ветры осенью и зимой преимущественно северо-восточного и восточного направления. Весной и летом часто дуют северо-западные ветры.

Основные проектные решения Проектом предусмотрены следующие сооружения:

- площадки бурения для двух скважин LP-1 и LP-2;
- два вахтовых поселка при бурении скважин LP-1 и LP-2;
- подъездные дороги: к скважинам LP-1 и LP-2 и к вахтовым поселкам при бурении скважин LP-1 и LP-2;

При проектировании площадок для бурения скважин LP-1 и LP-2 и площадок вахтовых поселков при бурении скважин LP-1 и LP-2 приняты следующие проектные технологические решения:

- расположение предусмотрено на отсыпанных площадках, по периметру окруженных защитной дамбой защищающей их от наводнения.
- В качестве основных сооружений вахтовых поселков LP-1 и LP-2 приняты здания и сооружения контейнерного типа.

На территории вахтовых поселков при бурении скважины LP-1 и LP-2 в предусмотрены следующие здания и сооружения:

- «Здание офиса на 2 человека» - 1 шт.;
- «Общежитие рабочих на 8 человек» - 15 шт.;
- «Общежитие ИТР на 4 человека» - 1 шт.
- «Прачечная» - 1 шт.;
- «Помещение для отдыха» - 1 шт.;
- «Столовая на 30 посадочных мест» - 1 шт.;
- «Склад хранения продуктов» - 2 шт.;
- «Уборная» - 2 шт.;
- «Душевая» - 2 шт.;
- «Склад» - 4 шт.;
- «Контрольно-пропускной пункт» - 1 шт.;
- «Блок водоподготовки с 9 емкостями по 5 м³ - 45 м³ общая» - 1 шт.;
- «Пожарный резервуар» - 1 шт.;
- «Дизельная электростанция» - 2 шт.;
- «Дизельная ёмкость» - 1 шт.;
- «Септик» - 1 шт.;
- «Площадка для хранения твердых бытовых отходов» - 1 шт.;
- «Место сбора персонала при пожаре» - 1 шт.;
- «Будущее расширение складской территории» - 2 шт.;
- «Коммуникационная башня» - 1 шт.
- «Радиорубка» - 1 шт.

Почвы и растительность Рассматриваемая территория входит в зону жарких сухих приморских пустынь с присущими для них примитивными почвенно-растительными ассоциациями. Здесь преобладают, в основном, сероземы, представленные полугидроморфными солонцами в сочетании с солончаковыми разностями. почвенного. Растительный покров образован кокпековыми и биюргуновыми ассоциациями с участием ажрека, камфоросмы, кермека и черной полыни, местами встречаются куртины тростника и тамариска.

Система электроснабжения Электроснабжение запроектированных электропотребителей осуществляется от двух Дизельных Генераторов марки Ингерсол-Ранд, Катерпиллер, FG Wilson или аналогичными мощностью 728 кВА каждый напряжением 400 В, частотой 50 Гц.

Для распределения электроэнергии к потребителям по площадкам вахтовых поселков проектом предусмотрена установка двух распределительных пунктов 2ПР-1 и 2ПР-2 напряжением 0,4 кВ.

Распределительный пункт 2ПР-1 предназначен для электроснабжения потребителей жилого блока.

Распределительный пункт 2ПР-2 проектом предусмотрен для распределения электроэнергии в районе столовой и склада пищевых продуктов, водоподготовки и пожарной системы.

Система водоснабжения и канализации Расходы воды на питьевые и хоз.-бытовые нужды вахтовых поселков рассчитаны на основе принятой численности проживающего и обслуживающего персонала.

Для обеспечения водой вахтовых поселков используется привозная пресная вода, которая доставляется из п. Опорный автоцистернами.

Для хранения и подготовки воды предусмотрены следующие здания и сооружения:

- резервуар для пресной воды $V = 45 \text{ м}^3$.
- блок водоподготовки с насосной

Для обеспечения вахтовых поселков горячей водой предусмотрена система подогрева холодной воды, состоящая из электронагревательных бойлеров накопительного типа.

В проектируемых зданиях предусматриваются следующие системы внутреннего водопровода и канализации:

- Система хозяйственно-бытового водоснабжения;
- Система горячего водоснабжения;
- Система бытовой канализации с приемной накопительной ёмкостью

временного хранения $V = 45 \text{ м}^3$

По территориальному разделению внутрипоселковая канализационная сеть зонально разделена на две автономные ветки. Одна из кухни и столовой, вторая из уборных и душевых.

Для расчета потребности в воде использованы следующие показатели:

- Количество проживающих с общими душевыми - 120 чел;
- Столовая на 30 посадочных мест - 198 усл. блюд;
- Прачечная на 144 кг белья (1,2 кг сухого белья на 1го человека).

При застройке зданиями и сооружениями, оборудованными внутренним водопроводом и канализацией без ванн с местными водонагревателями удельное водопотребление составит 150 л/сут.

Удельное водопотребление включает все расходы на хозяйственно-бытовые нужды.

Норма водопотребления на питьевые нужды - 2 литра на человека в смену.

Для удовлетворения питьевых нужд персонала в вахтовый поселок будет поставляться вода бутилированная из г. Актау или г. Атырау. Качество поставляемой воды соответствует ГОСТу «Вода питьевая».

После сбора в приемную накопительную емкость стоки увозятся спец.автотранспортом на очистные сооружения по договору с местной муниципальной организацией по переработке и хранению ТБО и ЖБО.

Вентиляция септика предусматривается через трубу Ду100 мм, установленную в плите перекрытия и выведенную на 0.5 м от поверхности земли с отводом на 180 градусов.

Для спуска в септик в стенах предусмотрена лестница.

Для утепления и предохранения от попадания мусора устанавливаются утепленные крышки.

Отопление и вентиляция Отопление зданий обеспечивается электрическими нагревательными приборами с терморегуляторами.

Вентиляция зданий естественная, осуществляется притоком свежего воздуха через вентиляционные отверстия в рамах окон и периодически через открывающиеся окна и форточки.

В санитарном узле и душевых предусматривается естественная вытяжка из верхней зоны. Приток воздуха неорганизованный.

Для создания комфортных условий в летний период помещения оборудуются автономными кондиционерами.

Планировочные решения Согласно техническому заданию на проектирование и исходным данным от заказчика на площадках Вахтовых поселков при бурении скважин LP-1 и LP-2 предусматривается строительство Вахтовых поселков на 120 человек. Территория, на которой планируется размещение зданий и сооружений вахтового поселка, запроектирована размерами в плане 65х65м., ограждается забором, высотой 2м., с главными воротами и калиткой, а также с аварийным въездом/выездом. Площадка Вахтового поселка при бурении скважины LP-1 квадратной формы, размерами в плане 67х67м.

Площадка Вахтового поселка при бурении скважины LP-2 квадратной формы, размерами в плане 67х67м.

Архитектурно-строительные решения В строительной части проекта предусмотрены следующие технологические решения в части обустройства вахтовых поселков при бурении скважин LP-1 и LP-2:

- Все здания вахтовых поселков состоят из модулей-контейнеров. Модули изготавливаются из холодногнутого стального каркаса, обшитого профилированным листом толщиной 0.7 мм. Стальной каркас обеспечивает жёсткость конструкции при эксплуатации;
- Фундаменты выполнены из ж/б дорожных плит размером 1,5х6м. Под фундаментом производится уплотнение и устройство подушки из ПГС 10 см., В части обустройства площадок бурения для двух скважин LP-1 и LP-2 предусмотрен:

приустьевой прямой из монолитного железобетона; Основные показатели каждой из проектируемых площадок Вахтовых поселков при бурении скважин LP-1, LP-2:

• Площадь территории проектируемой площадки	0.45Га
• Площадь территории Вахтового поселка в ограждении	0.42Га
• Площадь застройки	2515.24м ²
• Коэффициент застройки	0.6
• Проектируемое ограждение	251.8м.
• Ворота	2шт.
• Калитка	1шт.
• Протяженность внутриплощадочных проездов	212.7п.м.
• Площадь покрытия внутриплощадочных проездов	1321.62м ² .

Автомобильные дороги Разделом автомобильные дороги предусмотрено проектирование подъездных дорог к площадкам скважины LP-1 и LP-2 и к площадкам вахтовых поселков при бурении скважин LP-1 и LP-2. План подъездных дорог разработан с учетом технологии производства и в соответствии с нормативными документами РК.

Подъездные дороги предусмотрены в следующем объеме:

- к площадке скважины LP-1 и вахтовому поселку при бурении скважины LP-1 - 26241.10 метров, IV-в категории ;
- к площадке скважины LP-2 и вахтовому поселку при бурении скважины LP-2 - 441.63 метров IV-в категории;



Для перепуска притока воды в период затопления территории, а так же для предотвращения размыва подъездных автомобильных дорог применены железобетонные водопропускные трубы.

Через каждые 1000 метров предусмотрены площадки для разъезда автомобилей.

Система защиты персонала Персонал перед допуском на рабочие места:

- проходит медицинский осмотр;
- получает инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности;
- проходит обучение по необходимой программе на данное рабочее место;
- проходит аттестацию на рабочее место и при положительной аттестации, персонал получит допуск на рабочее место.

Каждый сотрудник получает спецодежду, индивидуальные средства защиты, защитную обувь и шлемы, рукавицы согласно установленному перечню.

Радиационный контроль Систематический производственный контроль, проводимый службой радиационной безопасности, включает в себя:

- контроль над блоками гамма-излучения;
- контроль над сбором, временным хранением и удалением радиоактивных отходов;
- дозиметрический контроль радиационного загрязнения металлолома;
- рентгеновская дефектоскопия;
- контроль радиационной обстановки площадки бурения;
- радиационный контроль используемого технологического оборудования.

Проектные технологические решения

Здание офиса для менеджера запроектировано размерами в плане 9.125х3м контейнерного типа. Здание состоит из офиса на 2 человека и комнаты для проживания 2 человек. В здании офиса устанавливается ретрансляционная радиостанция.

Общежитие персонала на 8 человек запроектировано размерами в плане 9.125х3м контейнерного типа. Здание состоит из двух секций, в каждой секции имеется комната для сна и отдыха, а также кладовая для хранения СИЗ и одежды. Общежитие персонала предназначено для проживания инженерно-технических работников, рабочего персонала и служащих компании.

Общежитие менеджеров на 4 человека запроектировано размерами в плане 9.125х3м контейнерного типа. Здание состоит из двух секций для сна и отдыха, а также кладовая для хранения СИЗ и одежды.

Прачечная запроектирована размерами в плане 6х6м контейнерного типа. В здании расположено оборудование для стирки, глажения и сушки одежды и спецодежды работников компании. В здании расположены стиральные машины промышленного исполнения, промышленные сушилки, а также паровые прессы для глажения белья и паровые утюги промышленного исполнения.

Комната отдыха персонала запроектирована размерами в плане 9х3м контейнерного типа. В этом здании находятся все необходимое для отдыха и проведения досуга служащих и инженерно-технических работников компании. В этом здании находится зона отдыха и зона просмотра телепередач.

Кухня запроектирована размерами в плане 6х6м контейнерного типа. В этом здании находится все необходимое оборудование для приготовления пищи, стеллажи для хранения посуды и столовых принадлежностей, а также холодильники и полки для хранения продуктов питания, жарочные шкафы, пекарное и ресторанное оборудование.

Столовая запроектирована размерами в плане 6х9м контейнерного типа. В этом помещении происходит прием пищи персонала компании. Вместимость столовой персонала 30 мест. В случае необходимости предусматривается расширение столовой и увеличение количества посадочных мест до 48 мест.

Склад хранения продуктов питания запроектирован размерами в плане 3х6 м контейнерного типа. Предусматривается два холодильных контейнера. Каждый контейнер имеет две секции. Одна секция – холодное помещение для хранения овощей и фруктов, второе – холодильное отделение для размещения морозильников для хранения мяса и рыбы, а также холодильников для хранения продуктов питания с небольшим сроком годности. Имеются также стеллажи для хранения сыпучих продуктов питания и посуды.

Подсобное помещение кухонного персонала контейнерного типа запроектировано размерами в плане 3х6м. Подсобное помещение служит для переодевания персонала. Подсобное помещение расположено возле столовой, состоит из мужской и женской частей. В женской части имеется гардеробная и душевая.

Уборные расположены около общежитий рабочих. Уборные содержат кабинки с унитазами по 6 шт. в каждой и раковины-умывальники. Уборные снабжены дренажными отверстиями в полу с выводом в систему канализации и канализационный септик.

Душевые запроектированы размерами в плане 3х6м контейнерного типа. Душевые содержат кабинки по 6 шт. в каждой и раковины-умывальники. Каждое помещение имеет дренажные отверстия в полу с выводом в канализационную систему и септик.

Блок водоподготовки запроектирован в плане размером 12х6 м контейнерного типа. Блок водоподготовки предназначен для хранения и подачи холодной и горячей воды ко всем зданиям-потребителям воды через трубопроводы соответственно холодной и горячей воды. В блоке устанавливаются гигиенические пластиковые ёмкости для хранения пресной воды объединённые трубной обвязкой, а также насосная установка для подачи воды для потребителей. В здании также устанавливаются накопительные электрические бойлеры для подготовки горячей воды. В здании также устанавливаются фильтры тонкой очистки воды на 20 мкм и фильтрационная установка на основе ионообменных смол производительностью 12 м³/час, а также установка ультрафиолетового обеззараживания воды. Фильтры тонкой очистки предназначены для фильтрации от мелкодисперсных механических включений. Фильтрационная установка предназначена для обессоливания и очистки воды с доведением качества воды до питьевой. Установка ультрафиолетового обеззараживания воды служит для бактерицидной очистки воды.

Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции (размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровью населения, ориентация по сторонам света) Құрылыс салуға бөлінген жер учаскесінің, қайта жанартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының түру биіктігі, батпақтану, желдің басымды бағыттары, санитариялық-қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты) Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото--- ханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар басардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері

Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды Санитарно-эпидемиологическое заключение

«Строительство площадок для бурения скважин, вахтовый поселков и подъездных дорог к ним в пределах блоков XXX-13-F (частично); 14-D (частично); E, F; XXXI-13-C (частично), 14-A(частично), B, C» и ООС к нему.

нысанның, шаруашылық жүргізуші субъектінің (керек-жарак) пайдалануға берілетін немесе қайта жанартылған нысандардың, жобалық құжаттардың, тіршілік ортасы факторларының, шаруашылық және басқа жұмыстардың, өнімнің, қызметтердің, автокөліктердің және т.б. толық атауы) (полное наименование объекта, хозяйствующего субъекта (принадлежность), отвод земельного участка под строительство, проектной документации, реконструкции или вводимого в эксплуатацию, факторов среды обитания, хозяйственной и иной деятельности, работ, продукции, услуг, автотранспорта и т.д.)



«Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденным Постановлением Правительства РК № 93 от 17.01.2012г., «Об утверждении санитарных правил к объектам промышленности» утвержденным Постановлением Правительства РК № 167 от 25.01.2012г., «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» утвержденным Постановлением Правительства РК от 3.02.2012 года № 202 «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденным Постановлением Правительства РК № 104 от 18.01.2012 г «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

СООТВЕТСТВУЕТ

санитариялық-эпидемиологиялық сараптама негізінде (на основании санитарно-эпидемиологической экспертизы)
Санитариялық ережелер мен гигиеналық нормативтерге (санитарным правилам и гигиеническим нормативам)
сай немесе сай еместігін көрсетіңіз (соответствует или не соответствует) (нужное подчеркнуть) (указать)

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодекстың негізінде осы санитариялық-эпидемиологиялық ұйғарымның міндетті түрде күші бар
На основании Кодекса Республики Казахстан 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-IV ЗРК настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу.

Мөр орны Мемлекеттік санитариялық Бас дәрігері, қолы

Главный государственный санитарный врач

Место печати



Ж.И.Суинов.

тегі, аты, экесінің аты, қолы
(фамилия, имя, отчество, подпись)

Исполнитель:
Машырыкова Г.О.
тел: 8(72932) 21776

ПРИЛОЖЕНИЕ 8

Постановления о внесении изменения в административно-территориальную единицу Жылыойского района





Қазақстан Республикасының электронды нысандағы нормативтік құқықтық актілердің эталонды бақылау банкі
Эталонный контрольный банк нормативных правовых актов Республики Казахстан в электронном виде

Редакциялау күні 31.01.2007
Сактау күні 22.08.2024
Дата редакции 31.01.2007
Дата скачивания 22.08.2024

Атырау облысының әкімдігі

Решение Атырауского областного маслихата от 31 января 2007 года
№ 367-III и постановление
Атырауского областного акимата
от 16 января 2007 года № 13.
Зарегистрировано Департаментом
юстиции Атырауской области 23
февраля 2007 года за № 2482

Акимат Атырауской области

О внесении изменения в административно-территориальную единицу Жылыойского района

В соответствии со статьей 11 Закона Республики Казахстан от 8 декабря 1993 года N 4200 "Об административно-территориальном устройстве Республики Казахстан", на основании постановления акимата Жылыойского района от 4 декабря 2006 года N 419 и решения Жылыойского районного маслихата от 7 декабря 2006 года N№28-16 акимат области **ПОСТАНОВЛЯЕТ** и областной маслихат **РЕШИЛ**:

1. Упразднить поселок Сарыкамыс Жылыойского района.
2. Настоящее постановление и решение вступает в силу со дня государственной регистрации в Департаменте юстиции Атырауской области.
3. Настоящее постановление и решение вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня первого официального опубликования.

Аким области

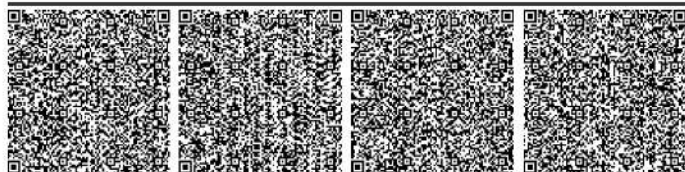
Б. Рыскалиев

Председатель XXIII сессии
областного маслихата

О. Жанбала

Секретарь областного маслихат

Ж. Доспаева



QR-код содержит данные ЭЦП должностного лица РГП на ПХВ «ИЗПИ»



QR-код содержит ссылку на
данный документ в ЭКБ НПА РК





О внесении изменения в административно-территориальную единицу Жылыойского района

Решение Атырауского областного Маслихата от 31 января 2007 года N 367-III и постановление Атырауского областного Акимата от 16 января 2007 года N 18. Зарегистрировано Департаментом юстиции Атырауской области 23 февраля 2007 года за N 2482

В соответствии со статьей 11 Закона Республики Казахстан от 8 декабря 1993 года N 4200 "Об административно-территориальном устройстве Республики Казахстан", на основании постановления акимата Жылыойского района от 4 декабря 2006 года N 419 и решения Жылыойского районного маслихата от 7 декабря 2006 года N №28-16 акимат области постановляет и областной маслихат решил:

1. Упразднить поселок Сарыкамыс Жылыойского района.
2. Настоящее постановление и решение вступает в силу со дня государственной регистрации в Департаменте юстиции Атырауской области.
3. Настоящее постановление и решение вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня первого официального опубликования.

Председатель XXIII сессии *Аким области*
областного маслихата
Секретарь областного маслихат

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан



О переселении жителей поселка Сарыкамыс Атырауской области

Постановление Правительства Республики Казахстан от 18 марта 2002 года N 321

В связи с превышением предельно допустимых концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе и повышенной заболеваемостью населения поселка Сарыкамыс, находящегося в санитарно-защитной зоне Тенгизского нефтяного месторождения, Правительство Республики Казахстан постановляет:

1. Акиму Атырауской области в установленном законодательством порядке:

- 1) в срок до 2006 года обеспечить переселение жителей поселка Сарыкамыс в город Атырау и поселок Жана-Каратон Атырауской области;
- 2) определить заказчика по строительству нового жилья, социальных объектов и инженерных коммуникаций для переселяемых жителей поселка Сарыкамыс;
- 3) обеспечить своевременный отвод земель под строительство жилья, социальных объектов и инженерных коммуникаций, необходимых для жизнеобеспечения переселяемого населения.

2. Настоящее постановление вступает в силу со дня подписания.

Премьер-Министр
Республики Казахстан

(Специалисты: Складорова И.В.,
Пучкова О.Я.)

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Письмо Комитета лесного хозяйства и животного мира МЭПР РК



**ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ
ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІ**

**ОРМАН ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ
ЖАНУАРЛАР ДҮНИЕСІ
КОМИТЕТІ**



**МИНИСТЕРСТВО
ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ
КАЗАХСТАН**

**КОМИТЕТ ЛЕСНОГО
ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО
МИРА**

010000, Астана қ., Мәңгілік Ел даңғылы, 8
«Министрліктер үйі», 15-кіреберіс
тел.: +7 7172 74 06 83

010000, г. Астана, проспект.Мәңгілік Ел, 8
«Дом министерств», 15 подъезд
тел.: +7 7172 74 06 83

№ 27-02-19/6446-КЛХЖМ от 28.08.2024

№

ТОО «Lucent Petroleum»

Комитет лесного хозяйства и животного мира МЭПР РК, рассмотрев «Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки Мунайбай по состоянию на 01.01.2024 года (далее – проект), направленного письмом ТОО «Lucent Petroleum» от 13 августа 2024 года, сообщает следующее.

По информации Мангистауской областной территориальной инспекции лесного хозяйства и животного мира, указанное в проекте месторождение Мунайбай согласно координат, расположено вне земель государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий.

Однако, на территориях расположения участка, в условиях естественной свободы могут встречаться редкие и находящиеся под угрозой исчезновения виды животных.

В этой связи, ТОО «Lucent Petroleum» в рамках намечаемых работ необходимо соблюдение требований статей 245, 257 Экологического кодекса РК и статьи 17 Закона РК «Об охране, воспроизводстве и использования животного мира».

Также, необходимо соблюдения требований пункта 2 статьи 78 Закона РК «Об особо охраняемых природных территориях» физические и юридические лица обязаны принимать меры по охране редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений.

Председатель

Д. Тургамбаев

Исп. Сарсенбаева С.В.

Дата: 29.08.2024 15:35. Копия электронного документа. Версия СЭД: Документолог 7.22.2. Положительный результат проверки ЭЦП



740709, s.sarsenbaeva@ecogeo.gov.kz

Согласовано

27.08.2024 12:53 Кутпанбаев Ерлан Нурганатович

27.08.2024 14:31 Меирбеков Бексұлтан Нұрланұлы

Подписано

28.08.2024 16:00 Тургамбаев Данияр Галымович

Сарсенбаева Светлана Викторовна 29.08.2024 15:35

Дата: 29.08.2024 15:35. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.22.2. Положительный результат проверки ЭЦП



Тип документа	Исходящий документ
Номер и дата документа	№ 27-02-19/6446-КЛХЖМ от 28.08.2024 г.
Организация/отправитель	КОМИТЕТ ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО МИРА МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
Получатель (-и)	ДРУГИЕ
Электронные цифровые подписи документа	 Республиканское государственное учреждение "Комитет лесного хозяйства и животного мира Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан" Согласовано: КУТПАНБАЕВ ЕРЛАН MIISZAYJ...mJrGvbf8= Время подписи: 27.08.2024 12:53
	 Согласовано: Меирбеков Бексұлтан Нұрланұлы без ЭЦП Время подписи: 27.08.2024 14:31
	 Республиканское государственное учреждение "Комитет лесного хозяйства и животного мира Министерства экологии; геологии и природных ресурсов Республики Казахстан" Подписано: ТУРГАМБАЕВ ДАНИЯР MIIS0wYJ...ge7JhWdY= Время подписи: 28.08.2024 16:00
	 Республиканское государственное учреждение "Комитет лесного хозяйства и животного мира Министерства экологии; геологии и природных ресурсов Республики Казахстан" ЭЦП канцелярии: САРТАБАЕВА АЛИЯ MPTFQYJ...uc+yTysM= Время подписи: 28.08.2024 16:38

[[QRCODE]]

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи», удостоверенный посредством электронной цифровой подписи лица, имеющего полномочия на его подписание, равнозначен подписанному документу на бумажном носителе.

Дата: 29.08.2024 15:35. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentlog 7.22.2. Положительный результат проверки ЭЦП

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

Заключение археологической экспертизы



МӘДЕНИ МҰРАНЫ ЗЕРТТЕУ ЖӘНЕ САҚТАУ ОРТАЛЫҒЫ

БСН 200140026454 Астана қ, Ж. Нәжімеденов, 46/2-46; 87759220040; iiickz01@gmail.com

город Астана

Исх. № 01-07 от 26.07.2024 г.

Директору
ГУ "Мангистауский государственный
историко-культурный заповедник"
Управления культуры, развития языков и
архивного дела Мангистауской области"
Н.А.Кульбаеву

Сообщаем, что ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия» по заказу ТОО «Lucent Petroleum» (Договор № LP-HSE-187 от 03.07.2024 г.) выполнило археологическую экспертизу на территории Мангистауской области **в пределах горного отвода месторождения «Мунайбай».**

Общая площадь исследуемой территории: 171 кв. км (17100 га).

По результатам археологической экспертизы составлено заключение археологической экспертизы № 03 от 26.07.2024 г. В ходе проведения археологической экспертизы в пределах территории экспертизы объектов историко-культурного наследия (памятников археологии) **не выявлено.**

Согласно ст. 11 Закона РК от 26.12.2019 г. «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» № 288-VI ЗРК, направляем в адрес ГУ "Мангистауский государственный историко-культурный заповедник" Управления культуры, развития языков и архивного дела Мангистауской области" вышеуказанное заключение для согласования.

Приложение:

1. Заключение № 03 от 26.07.2024 г.

Директор



С.Есен

Ответственный исполнитель:
археолог, Айтқұл Хамит Амантайұлы

МӘДЕНИ МҰРАНЫ ЗЕРТТЕУ ЖӘНЕ САҚТАУ ОРТАЛЫҒЫ

БСН 200140026454 Астана қ., Ж. Нәжімеденов, 46/2-46; 87759220040; iickz01@gmail.com

г. Астана
26.07.2024 г.

Заключение археологической экспертизы № 03 от 26.07.2024 г.

Настоящее заключение археологической экспертизы (Далее – «Заключение») составлено **ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия»** по результатам археологической экспертизы (Далее – «Экспертиза»), целью которой являлось выявление объектов историко-культурного наследия (памятников археологии), расположенных на территории Мангистауской области в пределах горного отвода месторождения «Мунайбай» Общая площадь исследуемой территории: 171 кв. км (17100 га)

Экспертиза проведена в соответствии с Законом РК от 26.12.2019 г. «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» № 288-VI ЗПК, на основании исходной информации, полученной от **ТОО «Lucent Petroleum»**.

Экспертиза проведена путем анализа ранее выполненных камеральных исследований, визуального осмотра территории пешом порядке, дешифрирование аэроснимков из дрона и изучения «Государственного списка памятников истории и культуры местного значения Мангистауской области».

Основание для проведения Экспертизы: Договор № LP-HSE-187 от 03.07.2024 г. «на проведение археологической экспертизы», заключенный между ТОО «Lucent Petroleum» («Заказчик») и ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия» («Исполнитель»).

Территория Экспертизы: Экспертиза проведена на территориях Мангистауской области в пределах горного отвода месторождения «Мунайбай».

Общая площадь исследуемой территории: 171 кв. км (17100 га) (Далее – «Территория экспертизы»).

Заключение:

В ходе проведения археологической экспертизы в пределах Территории экспертизы объектов историко-культурного наследия (памятников археологии) не выявлено.

Рекомендации:

Во время землеройных и иных работ в случае обнаружения объектов, имеющих историческую, научную, художественную и культурную ценность, физические и юридические лица обязаны приостановить дальнейшее ведение работ и в течение трех рабочих дней сообщить об этом уполномоченному органу и местным исполнительным органам области.

Исполнитель:

Директор ТОО «Центр по изучению
и сохранению культурного наследия»

Ответственный исполнитель:
Археолог



С.Есен

А. А. Айтқұл

Заказчик:
ТОО «Lucent Petroleum»

Проект: «Проведение
археологической экспертизы
в пределах горного отвода
месторождения Мунайбай ТОО
«Lucent Petroleum» в Атырауской
и Мангистауской областях
Общая площадь – 171 кв. км
(17100 га)

Исполнитель:
ТОО «Центр по изучению и
сохранению культурного наследия»



С.Есен

Приложения №1
к Заключению археологической экспертизы
№ 03 от 26.07.2024 г.

Исполнители:

Есен Сырым Гадылбекұлы, PhD доктор

Айтқұл Хамит Амантайұлы, магистр гуманитарных наук

Астана, 2024



Содержание

Фото-приложение.....	3
Ведомость координат.....	5

ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия»

ФОТО-ПРИЛОЖЕНИЕ



Фото 1.



Фото 2.

ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия»



Фото 3.



Фото 4.

ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия»

**«Горный отвод месторождения Мунайбай»
в Мангистауской области
для ТОО «Lucent Petroleum»**

(WGS-84)	Latitude (N)	Longitude (E)
	45°38'3.32"N	53°25'22.01"E
2	45°42'53.51"N	53°41'47.82"E
3	45°40'58.20"N	53°46'36.27"E
4	45°34'23.54"N	53°28'36.71"E

Общая площадь: 171 кв. км (17100 га)



ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия»

**ТОО «Центр по изучению и сохранению
культурного наследия»**

г. Астана, Ж. Нажмеденов 10/2, 46

Тел.: +77759220040

iiickz01@gmail.com

Маңғыстау облысының мәдениет,
тілдерді дамыту және архив ісі
басқармасының "Маңғыстау
мемлекеттік тарихи-мәдени
қорығы" мемлекеттік мекемесі



Қазақстан Республикасы 010000, Ақтау қ.,
3 Шағын ауданы 66

Государственное учреждение
"Мангистауский государственный
историко-культурный заповедник"
Управления культуры, развития
языков и архивного дела
Мангистауской области"

Республика Казахстан 010000, г.Ақтау,
Микрорайон 3 66

15.08.2024 №ЗТ-2024-04908165

"Мәдени мұраны зерттеу және сақтау орталығы"
жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

На №ЗТ-2024-04908165 от 2 августа 2024 года

Директору ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия» С. Есену ГУ «Мангистауский государственный историко-культурный заповедник» управления культуры, развития языков и архивного дела Мангистауской области по поводу договора №LP-HSE-187 от 03.07.2024 г. «на проведение археологической экспертизы», заключенный между ТОО «Lucent Petroleum» («Заказчик») и ТОО «Центр по изучению и сохранению культурного наследия» («Исполнитель») сообщает нижеследующее: Согласно археологической экспертизы, проведенной на территориях Мангистауской области в пределах горного отвода месторождения «Мунайбай», путем анализа ранее выполненных камеральных исследований, визуального осмотра территории в пешем порядке, дешифрирование аэроснимков из дрона и изучения «Государственного списка памятников истории и культуры местного значения Мангистауской области» памятников археологии не выявлено. Согласно п. 2 ст. 36 Закона РК «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия» от 26 декабря 2019 г. «Историко-культурную экспертизу проводят физические и юридические лица, осуществляющие деятельность в сфере охраны и использования объектов историко-культурного наследия, имеющие лицензию на деятельность по осуществлению научно-реставрационных работ на памятниках истории и культуры и (или) археологических работ и аккредитацию субъекта научной и (или) научно-технической деятельности в соответствии с законодательством Республики Казахстан «О науке», а также пп. 1 п.1 ст. 36 «Объектами историко-культурной экспертизы являются земельные участки, подлежащие освоению». В этой связи Вам необходимо провести историко-культурную экспертизу на отводимую территорию. В соответствии со ст.145 Кодекса РК «Об административных правонарушениях» от 5 июля 2014 года № 235-V ЗРК является нарушением законодательства Республики Казахстан «об охране и использовании объектов историко-культурного наследия», совершенное в виде не проведения при освоении территорий до отвода земельных участков археологических работ по выявлению объектов историко-культурного наследия, влечет штраф на физических лиц в размере десяти, на должностных лиц, субъектов малого предпринимательства – в размере пятидесяти, на субъектов среднего предпринимательства – в размере ста, на субъектов крупного предпринимательства – в размере двухсот пятидесяти месячных расчетных показателей, с приостановлением производимых работ. Директор Н.А. Кульбаев Исполнитель: А. Алғадайұлы. тел:8(7292)50-46-70

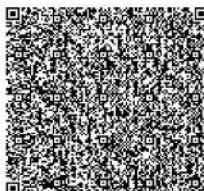
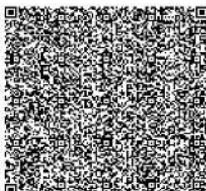
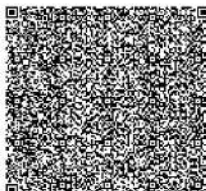
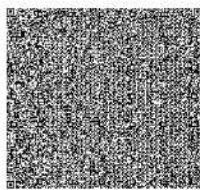
Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Өкімшілік рәсімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.



Директор

КУЛЬБАЕВ НУРЛАН АБЫЗОВИЧ



Исполнитель:

КУЛЬБАЕВ НУРЛАН АБЫЗОВИЧ

тел.: 7782221163

Осы құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы N 370-II Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен бірдей.

Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года N370-II «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

Қабылданған шешіммен келіспеген жағдайда, Сіз оған Қазақстан Республикасы Әкімшілік рәсімдік-процестік кодекстің 91-бабына сәйкес шағымдануға құқылысыз.

В случае несогласия с принятым решением, Вы вправе обжаловать его в соответствии со статьей 91 Административного процедурно-процессуального кодекса Республики Казахстан.

