

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПОЗИТИВ ИНВЕСТ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «ОПТИМУМ»



УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «ПОЗИТИВ Инвест»

Бастаубаев Д.К.

2024 г.

ПРОЕКТ «ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ»
К «ПРОЕКТУ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ТЕПЛОВСКО-ТОКАРЕВСКОЕ»

по состоянию на 01.07.2024 г.

Договор №23/07-02д

Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»



Б.К.Құрманов

г. Актау - 2024 г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель службы ООС



Жубатова К.А.

Ведущий специалист службы ООС



Бисенгалиева А.С.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	13
1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности	13
1.1.1. Общая информация о месторождении.....	13
1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ	24
1.1.2.1 Метеорологические особенности, определяющие особо неблагоприятные условия для рассеивания вредных примесей.	29
1.1.3 Характеристика гидрографического строения района работ.....	30
1.1.3.1. Гидрографическая характеристика.....	30
1.1.3.2. Гидрогеологическая характеристика.....	31
1.1.3. Характеристика геологического строения	35
1.1.4. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности	65
1.1.5. Характеристика почвенного покрова.....	73
1.1.6. Характеристика растительного покрова.....	75
1.1.7. Характеристика видового состава животных	77
1.1.8. Особо охраняемые природные территории и объекты историко-культурного наследия.....	79
1.2 Описание состояния окружающей среды.....	80
1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха	80
1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод	81
1.2.3. Современное состояние почвенного покрова	82
1.2.4. Радиационный контроль	84
1.2.5. Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности	85
1.3. Описание изменений окружающей среды, которые могут произойти в случае отказа от начала намечаемой деятельности	88
1.4. Информация о категории земель и целях использования земель в ходе строительства и эксплуатации объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности.....	88
1.5. Информация о показателях объектов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности	91
1.5.1. Обоснование выделения объектов разработки	91
1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики	93
1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки.....	95
1.5.4 Анализ текущего состояния разработки месторождения	96
1.5.4.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки.....	96
1.5.5 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин	101
1.5.5 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа	108
1.5.6 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента.....	108
1.5.7 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ	108
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 Кодекса.....	116
1.7 Описание работ по утилизации существующих зданий, строений, сооружений, оборудования и способов их выполнения, если эти работы необходимы для целей реализации намечаемой деятельности.....	116
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	116
1.8.4 Оценка воздействия на атмосферный воздух	117
1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	117
1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ.....	123
1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ.....	131
1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов	134
1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны	134
1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух	134
1.8.1.7. Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха.....	136
1.8.5 Оценка воздействия на водные ресурсы	137
1.8.5.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды.....	137
1.8.5.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика	138
1.8.5.3 Водный баланс объекта.....	138
1.8.5.4 Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды.....	143
1.8.6 Оценка воздействия на недра	147
1.8.6.1 Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных пластов (горизонтов) и их неоднородности.....	147
1.8.6.2 Запасы нефти и газа.....	157
1.8.6.3 Оценка воздействия на недра	163
1.8.6.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр	165
1.8.7 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	166
1.8.7.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, намечаемой для размещения объекта	166
1.8.7.2 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта	169
1.8.7.3 Организация экологического мониторинга почв	170
1.8.8 Оценка воздействия на растительность.....	171
1.8.8.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние	171
1.8.8.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории	171
1.8.8.3 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность.....	173
1.8.8.4 Ожидаемые изменения в растительном покрове.....	173
1.8.8.5 Предложения по мониторингу растительного покрова.....	173
1.8.9 Оценка воздействия на животный мир	174
1.8.9.1 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции места концентрации животных.....	174
1.8.9.2 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных	176
1.8.9.3 Предложения по мониторингу животного мира	178
1.8.10 Оценка физических воздействий на окружающую среду	179
1.8.10.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий.....	179
1.8.10.2 Тепловое излучение.....	179
1.8.10.3 Электромагнитное излучение.....	181
1.8.10.4 Шумы.....	185

1.8.10.5	Вибрация	190
1.8.10.6	Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения.....	193
1.8.10.7	Мероприятия по снижению радиационного риска	195
1.9	Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности	196
1.9.4	Виды и объемы образования отходов.....	196
1.9.5	Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления.....	203
1.9.6	Рекомендации по управлению отходами.....	206
	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	210
2.1	Социально-экономические условия Западно-Казахстанской области	210
2.1.1	Социально-демографические показатели	210
2.1.2	Экономические показатели	213
2.2	Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения	225
2.3	Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование	225
2.4	Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях).....	226
2.5	Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его изменений в результате намечаемой деятельности	226
2.6	Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности.....	227
	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	228
3.1	Технологические показатели вариантов разработки.....	231
3.2	Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта	258
3.3	Экономические показатели вариантов разработки	261
	ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	265
4.1	Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, попуттилизации объекта, выполнение отдельных работ).....	265
4.2	Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели.....	265
4.3	Различная последовательность работ	268
4.4	Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)	277
4.5	Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)	277

4.6	Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта, которые будут использоваться для доступа к объекту)	278
4.7	Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду....	279
	5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	280
5.1	Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления.....	280
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	280
5.3	Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности.....	281
5.4	Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту.....	281
5.5	Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту...	281
	6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	284
6.1	Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности.....	284
6.2	Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)	284
6.3	Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации).....	287
6.4	Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)	292
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)	295
6.6	Сопrotивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем	296
6.7	Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты	297
	7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	299
7.1	Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по утилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения	299
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).....	300
	8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ.....	301
	9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ	304

10	ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	306
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	307
11.1	Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности	307
11.2	Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	307
11.3	Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него	309
11.4	Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления	309
11.5	Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду	311
11.6	Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности	312
11.7	Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека	314
11.8	Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями	315
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 ТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ	317
12.1	Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух	317
	В СВЯЗИ СО СПЕЦИФИКОЙ ЗАПРОЕКТИРОВАННЫХ И ПРОИЗВОДИМЫХ РАБОТ НА ИСТОЧНИКАХ ВЫБРОСОВ ГАЗООЧИСТНЫЕ И ПЫЛЕУЛАВЛИВАЮЩИЕ УСТАНОВКИ ОТСУТСТВУЮТ.	318
12.2	Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий	318
12.3	Мероприятия по защите подземных и поверхностных вод от загрязнения и истощения	319
12.4	Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр	323
12.5	Мероприятия по снижению радиационного риска	324
12.6	Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы. Рекультивация земель	325
12.7	Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания	330
12.8	Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир	332

12.9 Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов	333
12.10 Мероприятия по управлению отходами	335
13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ.....	337
13.1 Основные определения по биологическому разнообразию	337
13.2 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности	338
13.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие.....	339
14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ	341
14.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду	341
14.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	343
14.3 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений	345
14.4 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду	348
15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА.....	353
16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	354
17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ	355
18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ	359
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ.....	360
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.....	360
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	360
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ	360
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ПРОЕКТАМ АНАЛОГАМ	360
ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ.....	360
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	361
1-ВАРИАНТ	361
2028 ГОД	361
2035 ГОД	374
2050 ГОД	389
2 РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ВАРИАНТ	405
2036 ГОД	405
2039 ГОД	419
2050 ГОД	434
3 ВАРИАНТ.....	449
2036 ГОД	449
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ	494
1 – ВАРИАНТ.....	494

2028 ГОД	494
2035 ГОД	495
2050 ГОД	497
2 РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ВАРИАНТ	499
2036 ГОД	499
2039 ГОД	500
2050 ГОД	502
3 ВАРИАНТ	504
2036 ГОД	504
2040 ГОД	505
2043 ГОД	507
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ (ПО 2 РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ НА ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ НА 2050 Г. – МАКСИМАЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ВЫБРОСОВ).	510
510	
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	515
РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЕРИОД СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН СОГЛАСНО ПРОЕКТУ АНАЛОГУ: «ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ №8 НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ДАРЬИНСКОЕ».....	515
РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ПЕРИОД РАСКОНСЕРВАЦИИ/ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН СОГЛАСНО ПРОЕКТУ АНАЛОГУ: ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ НА ВОССТАНОВЛЕНИЕ, КРС И ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ГРЕМЯЧИНСКОЕ.	520

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Проекту разработки месторождения Тепловско-Токаревское» разработан в рамках договора, заключенного между ТОО «ПОЗИТИВ Инвест» и ТОО «ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ «OPTIMUM».

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

Заказчиком на проектирование и недропользователем группы месторождений Тепловско-Токаревское является ТОО «ПОЗИТИВ Инвест».

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

Основная цель – оценка всех факторов воздействия на компоненты окружающей среды (ОС), анализ изменения качества ОС при реализации проектных решений - ввода объектов технологической схемы разработки месторождения Тепловско-Токаревское с учетом мероприятий по снижению и минимизации различных видов воздействий на компоненты окружающей среды и здоровье населения.

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

Настоящий «Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)» к «Проекту разработки месторождения Тепловско-Токаревское» представляет собой анализ потенциального воздействия на природную и социально-экономическую среду.

Разработка «Отчета о возможных воздействиях на окружающую среду (ОВВ)», способствует принятию экологически ориентировочного управленческого решения о реализации намечаемой хозяйственной и иной деятельности посредством определения возможных неблагоприятных воздействий, оценки экологических последствий, выбора основных направлений мероприятий по охране окружающей среды реализации намечаемой деятельности.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение

об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду №KZ91VWF00270314, от 19.12.2024г., согласно которого, оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

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

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

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

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

- Сведения о предприятии и описание намечаемой деятельности в рамках проекта разработки;
- Характеристика современного состояния окружающей природной среды, антропогенного нарушения ее компонентов, ландшафтная характеристика, земельно-региональные особенности территории, характеристика природной ценности района проведения работ;
- Сведения о социально-экономической среде (хозяйственное положение, занятость трудоспособного населения и т.д.);
- Возможные виды воздействия вариантов намечаемой деятельности на окружающую среду при нормальном (штатном) режиме работы предприятия и при аварийных ситуациях;
- Анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации намечаемой деятельности, включающий основные направления мероприятий по охране окружающей среды, укрупненную оценку возможного ущерба, а также предложения по организации и составу проведения специальных комплексных экологических исследований на месторождении;
- Ориентировочные объемы выбросов загрязняющих веществ и объемы образования отходов;

Отчет о возможных воздействиях выполнен в соответствии с нормативными документами:

- Экологического Кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- Классификатор отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314).

1. ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

1.1. Описание предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности

1.1.1. Общая информация о месторождении

Тепловско – Токаревское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится в Западно-Казахстанской области, на расстоянии 30 км к северо – западу от областного центра г. Уральска, расположено в пределах блоков XIV-8-A(частично), В(частично), С(частично); XIV-9-A(частично), В(частично), С(частично); XIII-9-E(частично), F(частично); XII-10-D(частично), E(частично) (обзорная карта на рис. 1.1).

В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах северной бортовой зоны Прикаспийской впадины.

Через город Уральск с юга вдоль Тепловско-Токаревского месторождения проходит железнодорожная магистраль и шоссейная дорога с асфальтовым покрытием на Саратов. Железная дорога проходит от Тепловского месторождения на расстоянии 30 км и в 8-14 км к югу от месторождения Каменское. Шоссейная дорога Уральск-Самара проходит через месторождение Тепловское.

Нефтепровод Мангышлак-Самара, проходящий с юга на север, удален от месторождения Тепловское на 11 км. Газопровод Оренбург-Ужгород находится юго-восточнее и проходит на расстоянии 16 км от Тепловского месторождения. Площадь месторождения с юга на северо-запад пересекает ЛЭП – 220 Кв.

Тепловско – Токаревское месторождение расположена в степной зоне, характеризующейся континентальным засушливым климатом. Среднемесячная температура колеблется от -14,2⁰С (в январе) до +22,8⁰С (в июле). Абсолютный минимум температуры воздуха -39⁰С, абсолютный максимум – +40⁰С.

Среднегодовое количество осадков составляет около 295 мм. Средняя высота снежного покрова достигает 15-25 см. Установление снежного покрова наблюдается в конце ноября. Устойчивый снежный покров обычно держится 125-130 дней.

В районе в зимние месяцы преобладают ветры южных направлений, а в весенне – летний период – северных.

В орографическом отношении месторождение расположено в пределах отрогов Общего Сырта, представляющего собой увалисто-волнистую равнину, рассеченную речными долинами и балками. Абсолютные отметки рельефа в пределах лицензионной территории колеблются в диапазоне от +70 до +170 м.

Гидрографическая сеть представлена рекой Деркул, протекающей к югу от участка

на расстоянии 10-15 км, а также небольшими озерами и прудами.

Существующие водоемы пригодны для технического водоснабжения.

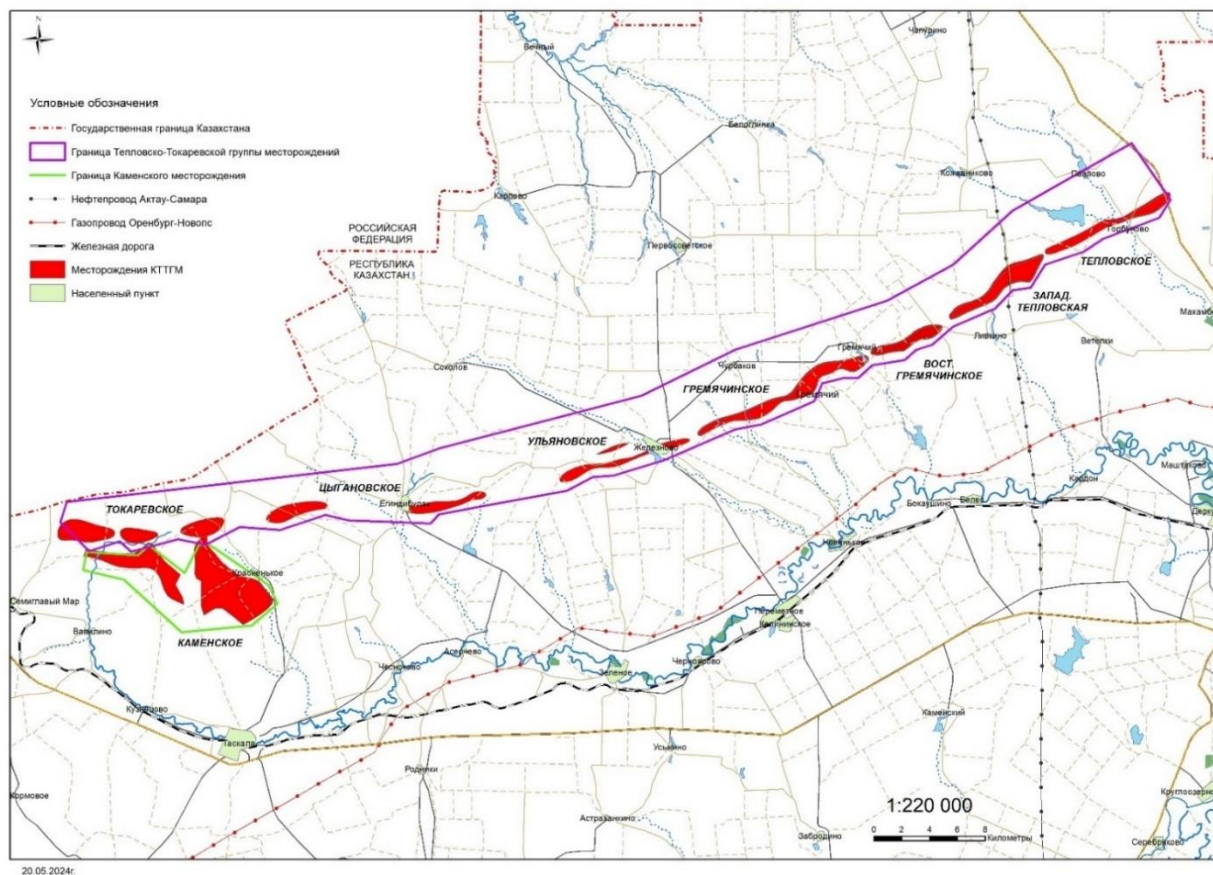


Рисунок 1.1 – Обзорная карта

Рассматриваемый объект находится за границами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов. Расположение месторождений показано на ситуационных схемах (Рис. 1.4-1.10).

Горный отвод месторождения Тепловско-Токаревское расположен в Западно-Казахстанской области. Площадь горного отвода составляет 373,079 км².

Географические координаты угловых точек отвода месторождения Тепловско-Токаревское представлены на рис. 1.2.



Приложение № _____
к Контракту № _____ от _____
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)
от 08.06.2019 г.
Рег. № 307 -УВ

**РГУ «КОМИТЕТ ГЕОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»
ГОРНЫЙ ОТВОД (УЧАСТОК НЕДР)**

Предоставлен Товариществу с ограниченной ответственностью «Позитив Инвест» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Тепловско-Токаревской группы в пределах блоков XIV-8-A(частично), В(частично), С(частично); XIV-9-A(частично), В(частично), С(частично); XIII-9-E(частично), F(частично); XIII-10-D(частично), E(частично) на основании решения Компетентного органа МЭ РК Протокол №4/МЭ РК от 26.02.2019г.

Горный отвод расположен в **Западно-Казахстанской области**.

Границы горного отвода показаны на картограмме и обозначены угловыми точками с № 1 по № 46.

Углов ые точки	Координаты угловых точек						Углов ые точки	Координаты угловых точек					
	Северная широта			Восточная долгота				Северная широта			Восточная долгота		
	гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.		гр.	мин	сек.	гр.	мин	сек.
1	51	27	42	51	15	18	24	51	16	24	50	37	54
2	51	27	00	51	14	36	25	51	15	48	50	32	48
3	51	26	12	51	11	06	26	51	15	27	50	30	00
4	51	25	42	51	09	54	27	51	15	06	50	29	30
5	51	25	12	51	07	30	28	51	15	12	50	24	24
6	51	24	18	51	06	36	29	51	15	24	50	23	00
7	51	24	12	51	05	30	30	51	14	48	50	20	12
8	51	23	30	51	04	24	31	51	14	54	50	17	42
9	51	22	48	51	01	48	32	51	14	12	50	15	36
10	51	22	06	51	00	30	33	51	14	24	50	13	54
11	51	21	54	50	59	30	34	51	13	54	50	11	00
12	51	21	30	50	58	48	35	51	14	18	50	10	18
13	51	21	18	50	56	48	36	51	13	54	50	08	24
14	51	20	48	50	55	54	37	51	15	00	50	06	36
15	51	20	48	50	55	00	38	51	15	48	50	07	00
16	51	20	36	50	53	42	39	51	17	24	50	27	24
17	51	19	54	50	53	12	40	51	18	01	50	30	00
18	51	19	30	50	51	18	41	51	20	06	50	42	30
19	51	19	00	50	49	54	42	51	21	54	50	48	18
20	51	18	48	50	48	18	43	51	23	48	50	57	42
21	51	17	36	50	43	54	44	51	25	12	51	01	48
22	51	17	00	50	40	48	45	51	27	18	51	05	30
23	51	16	56	50	39	30	46	51	29	54	51	12	54

Площадь горного отвода – **373,079** (триста семьдесят три целых семьдесят девять тысячных сотых) км².

Глубина отвода – по абсолютной отметке минус 3050 м.

Заместитель председателя



М. Тналиев

г. Нур-Султан
октябрь, 2019г.

Рис. 1.2 Координаты горного отвода

Приложение №
по Контракту № 25 от 3 марта 1995г.
на право недропользования
углеводороды
(вид полезного ископаемого)
добыча
(вид недропользования)

от 06 октября 2019 г. Рег. № ____ Р-УВС

Картограмма расположения группы месторождений Тепловско-Токаревская в пределах блоков XIV-8-А(частично), В(частично), С(частично); XIV-9-А(частично), В(частично), С(частично); XIII-9-Е(частично), F(частично); XIII-10-D(частично), E(частично)

Масштаб 1: 400 000

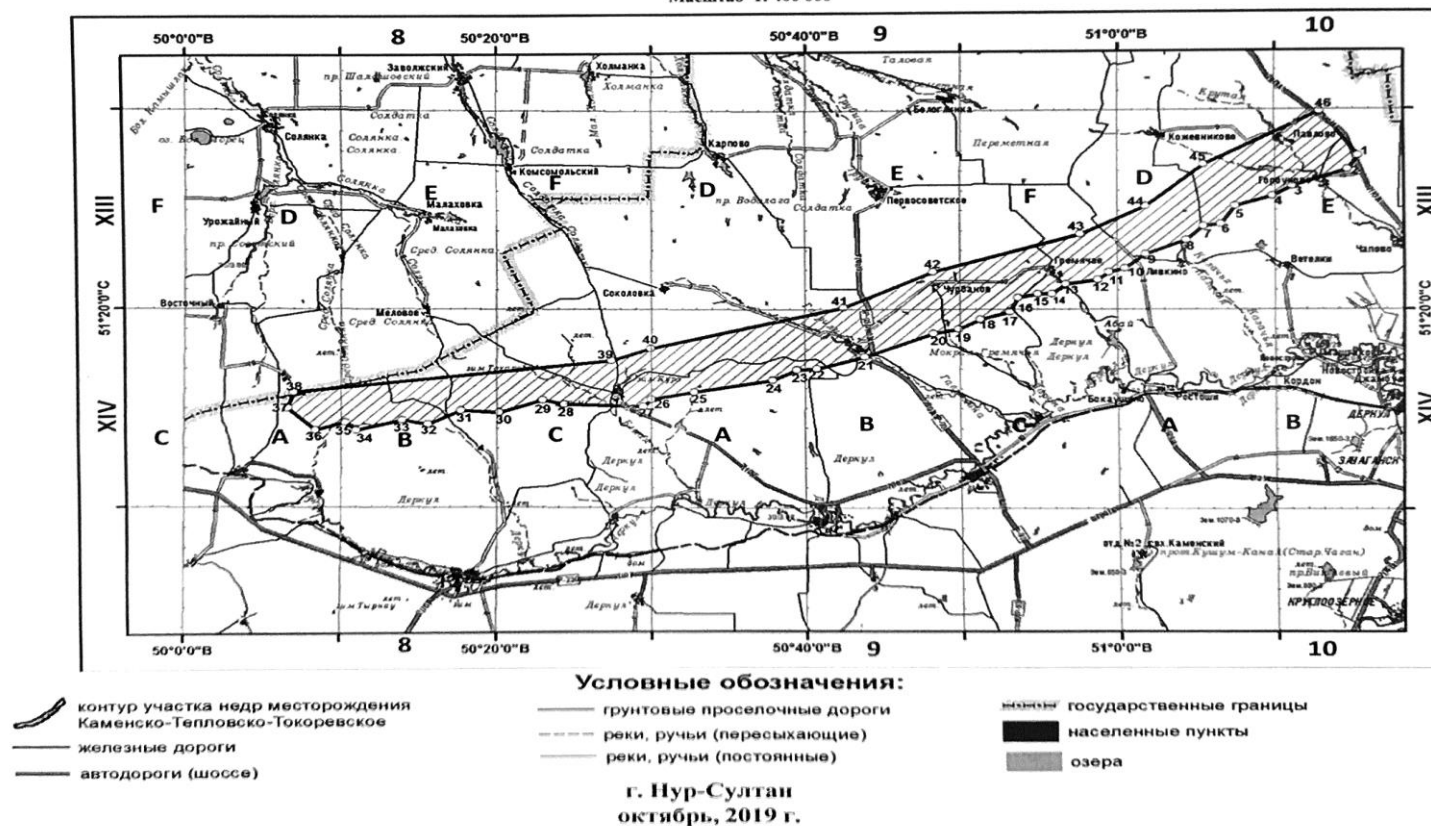


Рис. 1.3. Картограмма расположения месторождения



Рисунок 1.4 – Расстояние от ближайшей скважины TPL101-2 м/р Тепловское к ближайшему населенному пункту пос. Горбуново – 1,59 км

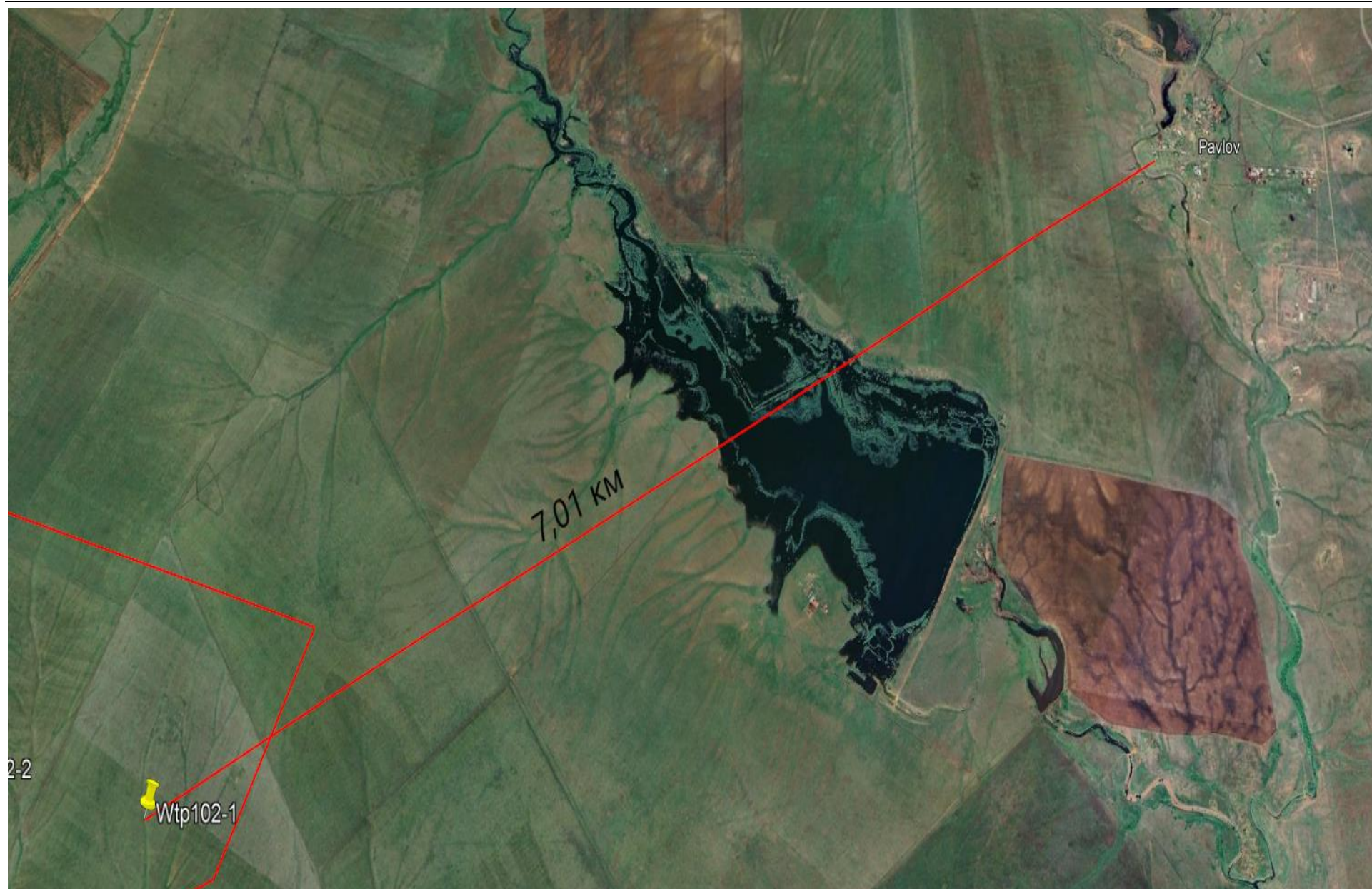


Рисунок 1.5 – Расстояние от ближайшей скважины Wtp102-1 м/р Тепловское до ближайшего населенного пункта - поселок Павлово (7,01 км)



Рисунок 1.6 – Расстояние от ближайшей скважины Egr126 м/р Восточно-Гремячинское до ближайшего населенного пункта - поселок Гремячее (1,86 км)

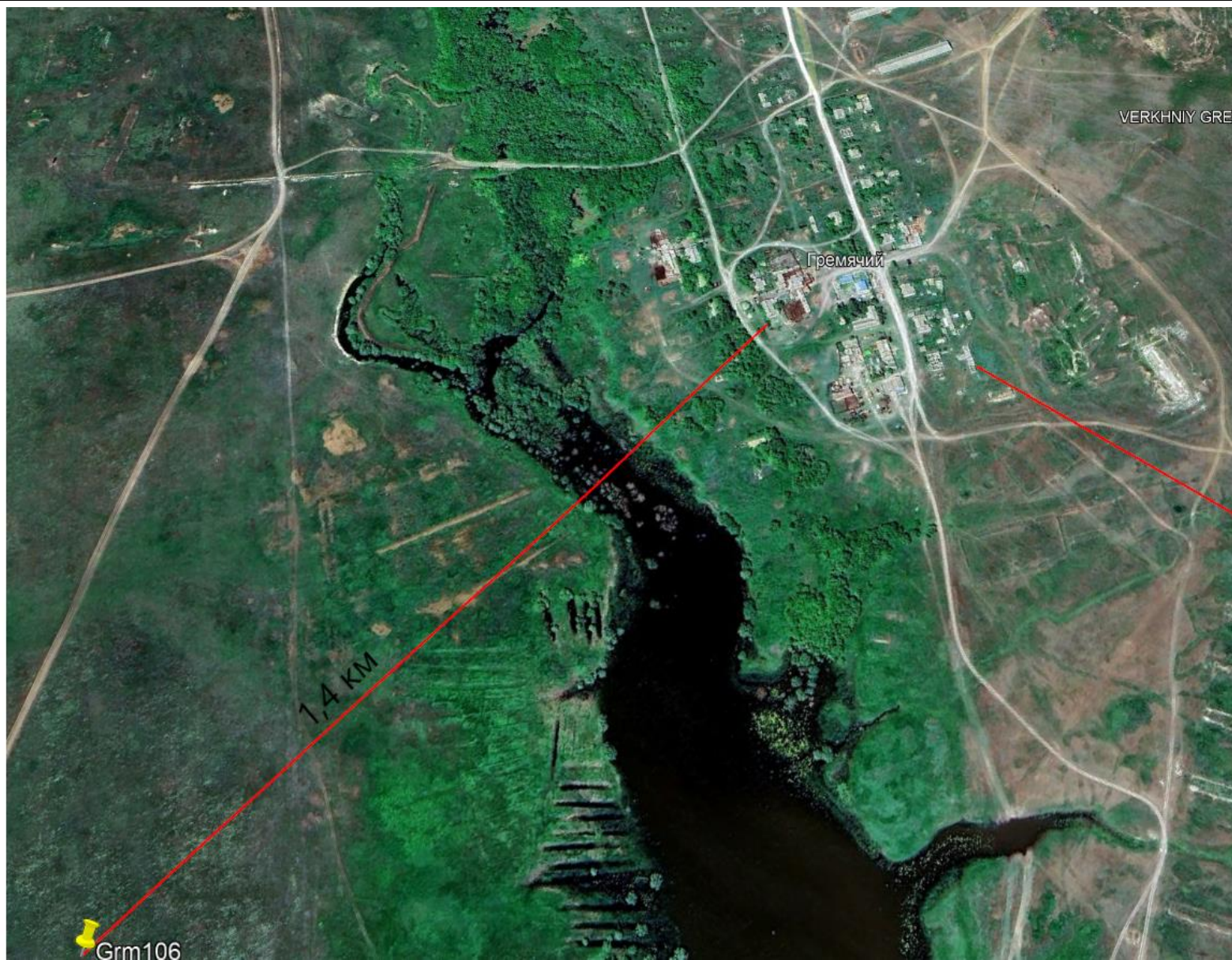


Рисунок 1.7 – Расстояние от ближайшей скважины Gm106 м/р Гремячинское до ближайшего населенного пункта - поселок Гремячее (1,4 км)

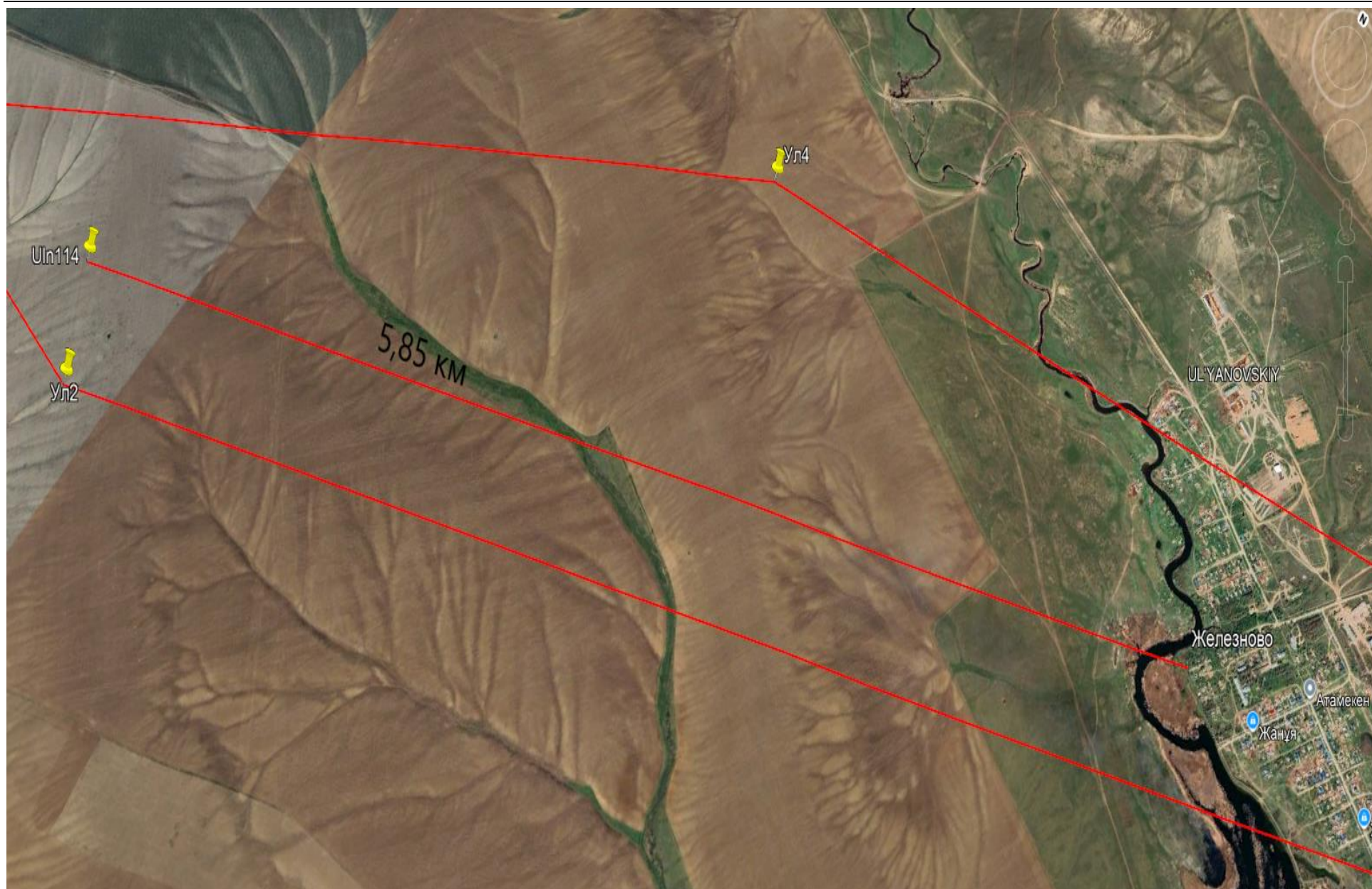


Рисунок 1.8 – Расстояние от ближайшей скважины Uln114 м/р Ульяновское до ближайшего населенного пункта - поселок Железново (5,85 км)



Рисунок 1.9 – Расстояние от ближайшей скважины Tsg116 м/р Цыгановское до ближайшего населенного пункта - поселок Цыганово (5,85 км)



Рисунок 1.10 – Расстояние от ближайшей скважины Ток115 м/р Токаревское до ближайшего населенного пункта - поселок Вавилино (7,57 км)

1.1.2. Характеристика природно-климатических условий района работ

Климат района расположения месторождения резко континентальный, характеризуется недостаточной влажностью с теплым летом и умеренно суровой малоснежной зимой. Начало зимы в регионе приходится на последние числа октября начало ноября месяцев. Зимний сезон характеризуется преобладанием пасмурной погоды с резкими колебаниями температуры: от суровых морозов, достигающих в отдельные годы - 43°C , до оттепелей в декабре, январе и реже феврале. В связи с вторжениями зимой атлантических циклонов, довольно часто, в течение 3-5 дней, бывают оттепели, в отдельные годы нередко в эти дни выпадают осадки в виде дождя. Летний период характеризуется жаркой, очень сухой и ясной погодой. Суточная амплитуда температур изменяется в пределах $14-15^{\circ}\text{C}$. Летний сезон длится около 4 месяцев. Продолжительность теплого периода с положительными температурами достигает 210 дней. Максимальная температура в летний период достигает плюс 40°C , минимальная температура зимой минус 42°C . В таблице 1.1.2 по данным метеостанции Уральск представлена среднемесячная многолетняя температура воздуха. Средняя температура воздуха в январе и июле приведена на рисунках 1.11-1.12

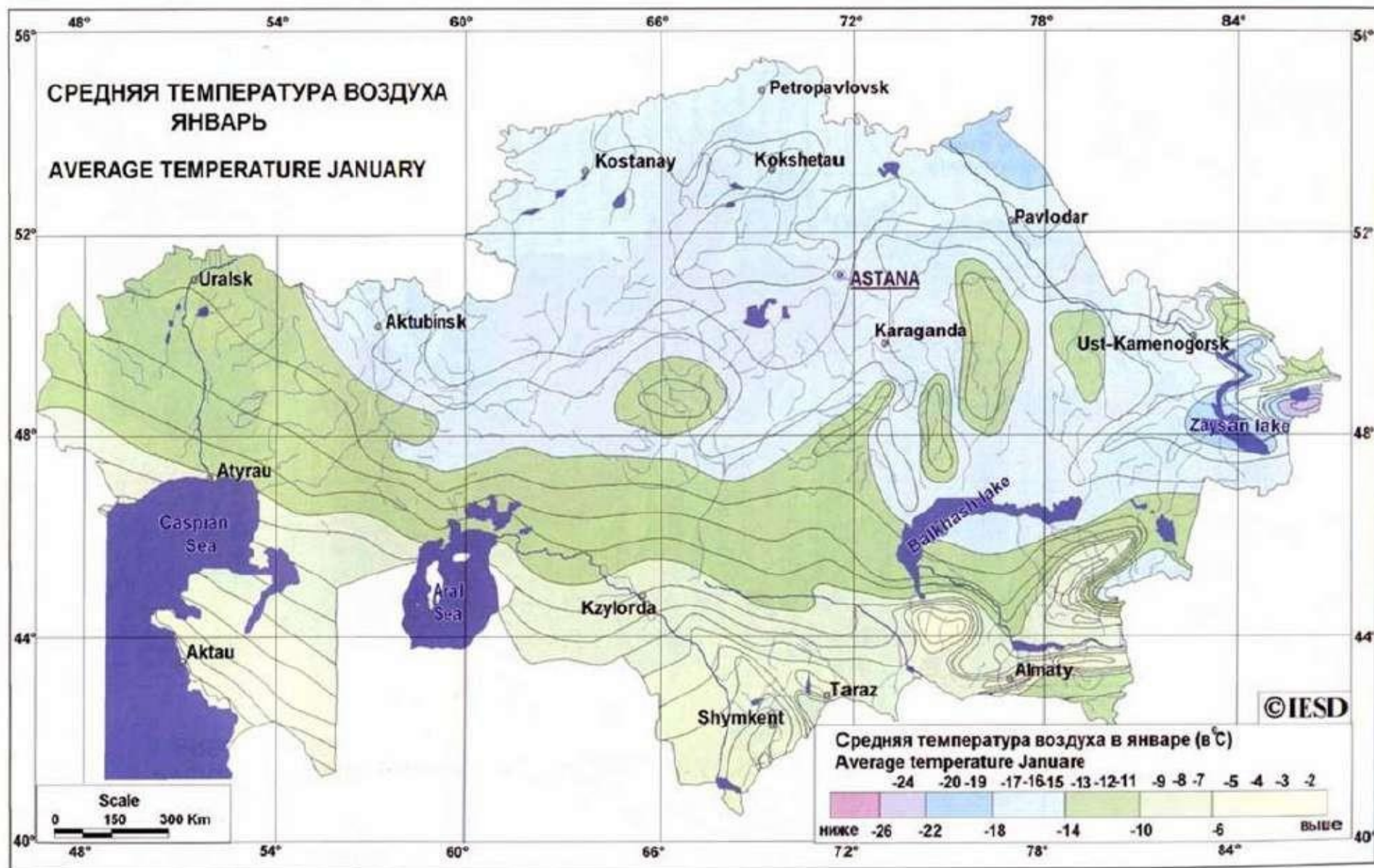


Рисунок 1.11 – Средняя температура воздуха в январе

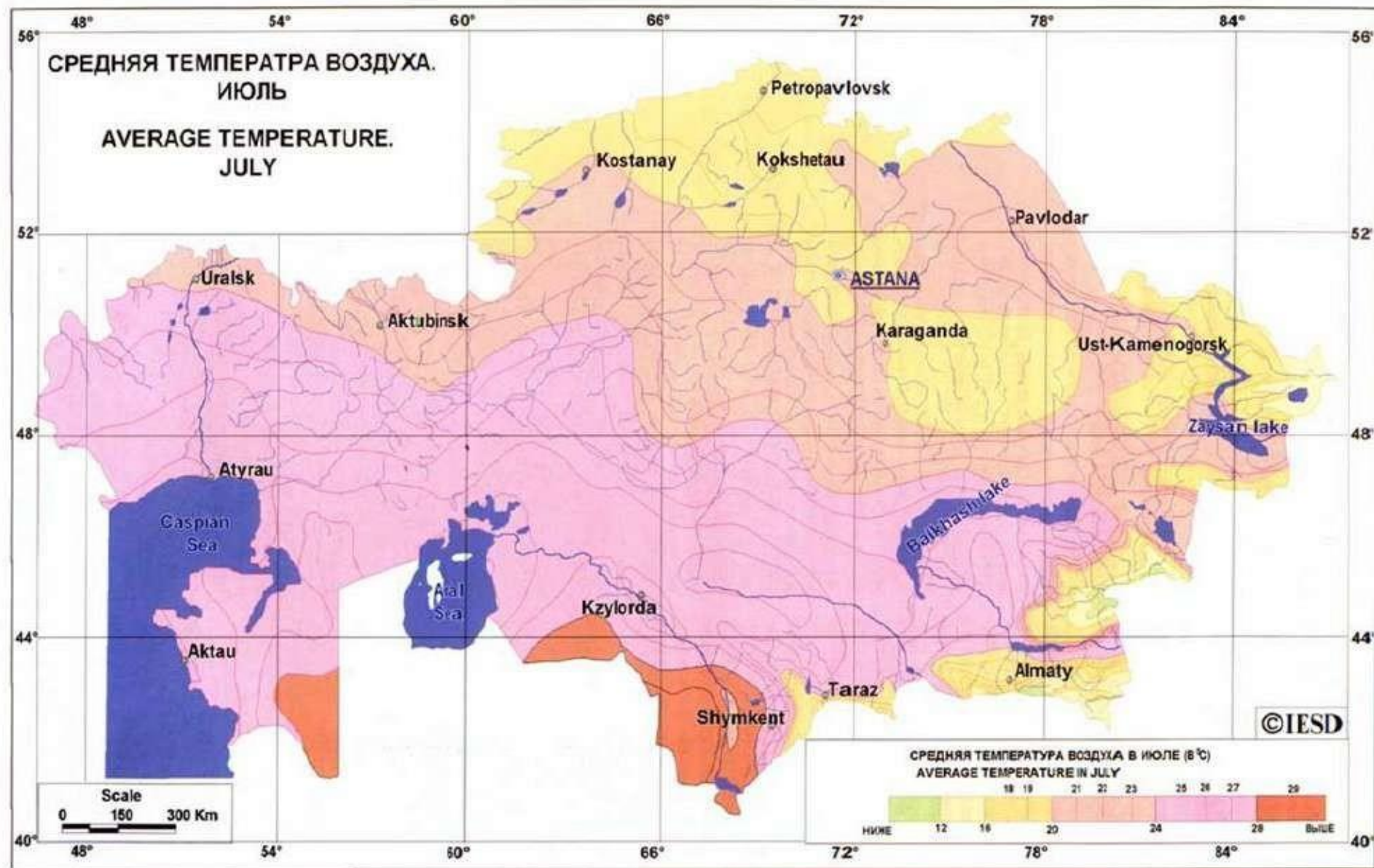


Рис. 1.12 – Средняя температура воздуха в июле

Климатические характеристики представлены по данным метеостанции Уральска.

Таблица 1.1.2.1 - Среднемесячная многолетняя температура воздуха, °С

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
-14,2	-13,8	-7,3	5,5	14,9	20,2	22,6	20,6	13,7	5,1	-3,6	-10,6	4,4

Среднегодовое количество осадков на рассматриваемой территории составляет 264- 296 мм, в том числе в зимний период до 150 мм. По величине средних годовых сумм осадков район оценивается как умеренно засушливый регион. Среднее количество осадков за год приведено на рисунке 1.13.

Снежный покров достигает наибольшей высоты в первой половине марта – до 15-25 см, что обеспечивает запасы влаги в снеге не более 80 мм. Максимальная высота снежного покрова достигает 40-50 см. В холодный период года выпадает 25-40% от среднегодовой суммы осадков. В таблице 1.1.2.2 приведено распределение осадков по месяцам года.

Таблица 1.1.2.2 - Распределение осадков по месяцам года, мм

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
16	14	13	22	30	24	25	28	21	25	24	22	264

В области резко выражена сухость воздуха. Средняя относительная влажность воздуха в 13 часов дня держится в пределах 34-37%. Общее количество дней с относительной влажностью воздуха $\geq 80\%$ за период с апреля по октябрь по данным наблюдений составляет не более 17, с относительной влажностью 30% - превышает 75. В таблице 1.1.2.3 представлена среднемесячная многолетняя влажность воздуха.

Таблица 1.1.2.3 - Среднемесячная влажность воздуха, %

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
84	83	84	70	58	53	54	53	60	74	82	85	64

Ветровой режим района характеризуется преобладанием ветров восточных и юго- восточных направлений в зимнее время и северного и северо-западного направлений в летний период. В зимнее время скорость ветра (5-9 м/с в феврале) более высокая, чем летом (3-6 м/с в августе). Среднегодовая скорость ветра в районе составляет 4,5 м/с. Характерны сильные ветры, часто сопровождаемые пыльными бурями летом и буранами зимой. Сильные ветры зимой вызывают бураны, летом – суховеи и пыльные бури. В таблице 1.1.2.4 представлена среднемесячная скорость ветра.

Таблица 1.1.2.4 - Среднемесячная скорость ветра, м/сек

Месяц												Год
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
4,7	5,0	5,5	4,5	4,8	4,2	3,9	3,7	3,8	4,6	4,1	4,8	4,5

На рисунке 1.15 представлена среднегодовая роза ветров.

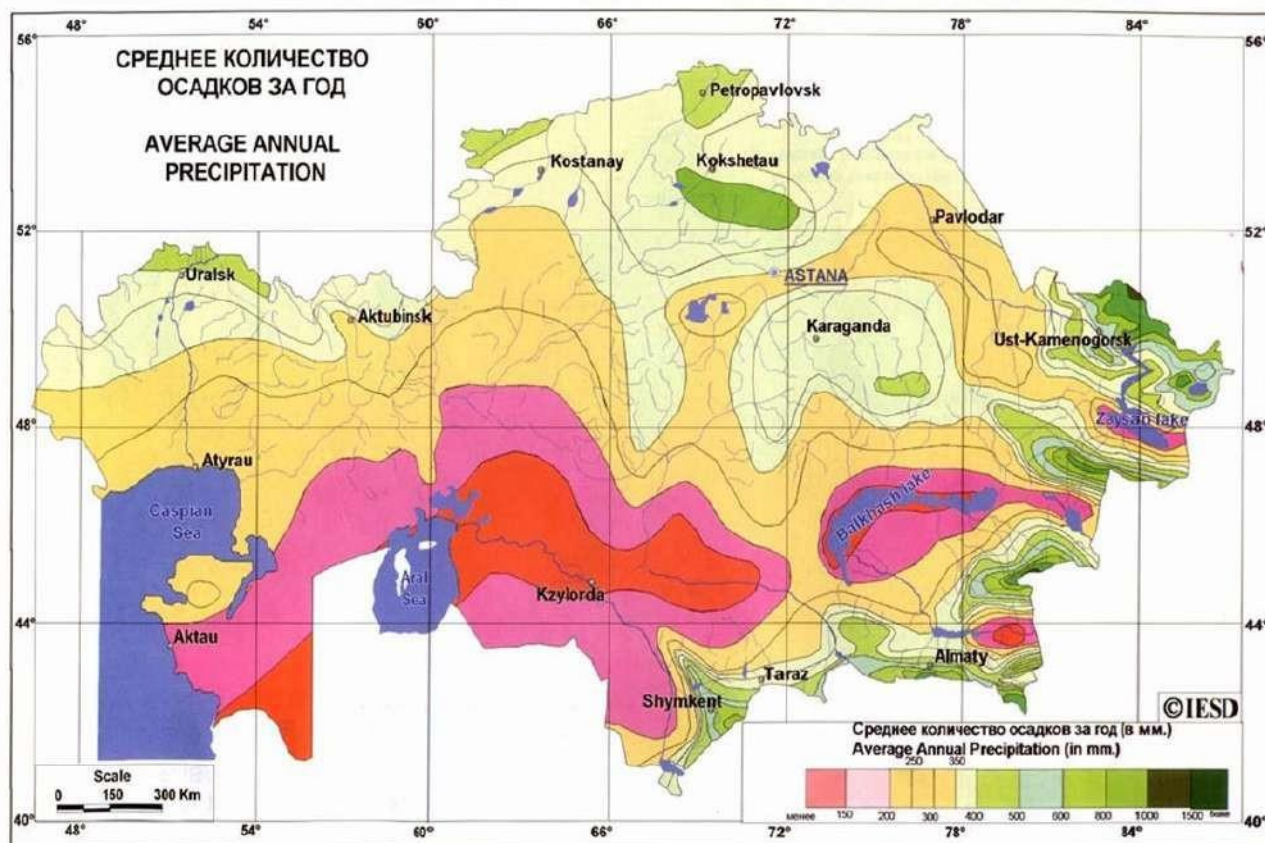


Рисунок 1.13 – Среднее количество осадков за год.

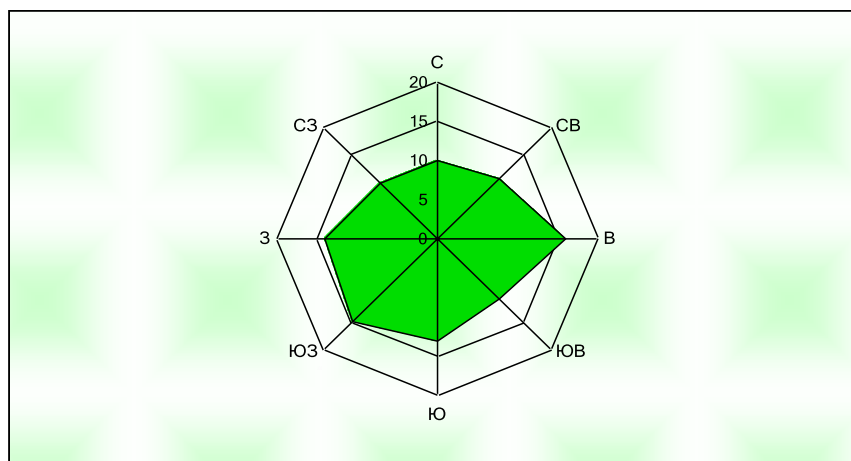


Рисунок 1.14 - Среднегодовая роза ветров

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания ЗВ на рассматриваемой территории, приведены в таблице 1.1.2.5

Таблица 1.1.2.5 - Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристики	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца года, Т°С (июль)	+29,1
Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца года, Т°С (январь)	-16,9
Роза ветров, %	
С	10

СВ	11
В	16
ЮВ	11
Ю	13
ЮЗ	15
З	14
СЗ	10
Штиль	21
Скорость ветра (U^*) по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с	7

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. Согласно районированию территории Республики Казахстан, проведенному Казахским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) изучаемый район относится к III зоне с повышенным ПЗА (рисунок 1.15). Таким образом, совокупность климатических условий территории района Байтерек: 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.

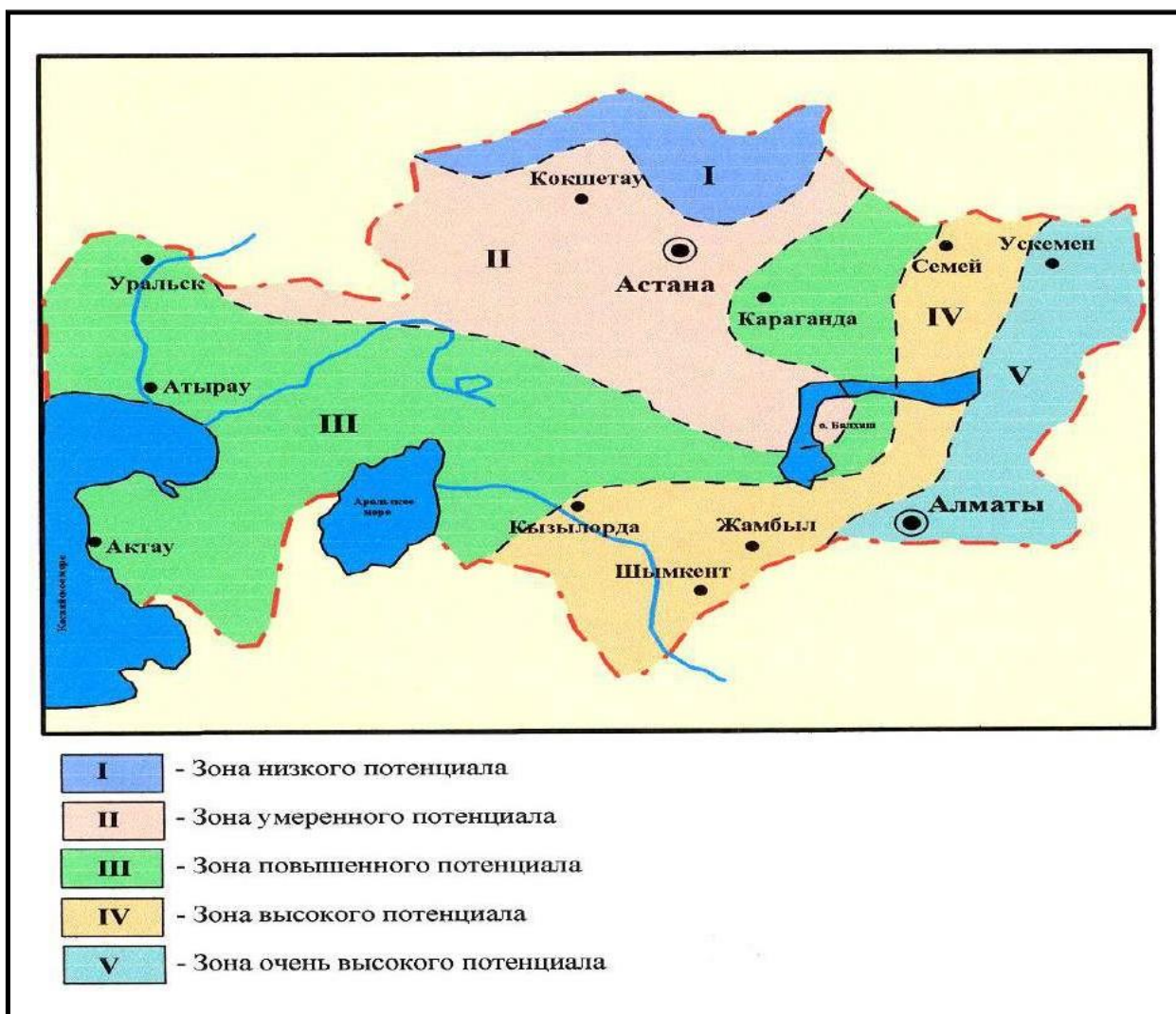


Рисунок 1.15 - Обзорная карта Казахстана потенциала загрязнения атмосферы (ПЗА).

1.1.3 Характеристика гидрографического строения района работ

1.1.3.1. Гидрографическая характеристика

Гидрографическая сеть рассматриваемого района представлена рекой Деркул, протекающей к югу от Каменско-Тепловско-Токаревской группы газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (КТТГМ), а также небольшими озерами и прудами.

Дерколь (Деркул) - река в Западно-Казахстанской области Казахстана в бассейне реки Урал, крупнейший приток реки Шаган (Чаган). Берёт своё начало на возвышенности Общий Сырт у северного подножия горы Ички (280 м). Дерколь течёт почти под прямым углом по отношению к Чагану и впадает в него в нескольких километрах от впадения в Урал (близ города Уральск). Протекает около крупных населённых пунктов Западно-Казахстанской области (Таскала, Деркул, Перемётное, Зелёное).

Длина 176 км, площадь бассейна 2250 км². Пересыхающая река. Питание снегово-дождевое и грунтовое. Несколько небольших притоков. Замерзает с конца ноября до начала апреля. Среднегодовой расход воды 2,4 м³/с. Соленость воды 0,5 - 1,5 г/л. Пойма

используется для сенокосения. Близлежащие населенные пункты иногда сталкиваются с проблемой подтопления в связи с весенними паводками на реке Дерколь. Причину местные власти видят в том, что дно Дерколя очень обмелело, и талые воды просто не вмещаются в берега.

Средняя продолжительность половодья на реке Дерколь 30÷50 дней. Подъем уровня половодья происходит интенсивно, в сутки вода поднимается до 1-2 м. В течение 2-5 дней уровень воды достигает максимума, и держится не более 2-х суток. Спад проходит также интенсивно, как и подъем, в течение десяти дней. В сутки вода падает на 50-100 см. Минимальное половодье наступает в конце марта – начале апреля и достигает меженного уровня (до 4-5 м). Продолжительность летнего меженного периода 70-160 дней. Начинается межень с конца июня – начала июля и длится до октября. Минимальные уровни наступают в конце августа или в сентябре и составляют 150-160 см. В меженный период река Дерколь постоянного водотока не имеет и сохраняется в виде отдельных плесов. Сток регулирован системой плотин. Вода из водохранилищ используется для орошения.

Первые ледовые явления появляются осенью, в первой половине ноября, продолжительность ледообразования 15-20 дней. Продолжительность ледостава 120-170 дней. Средняя толщина льда 40-80 см, наибольшая 1,0 м. Река Дерколь имеет 5 временных притоков.

Долины рек глубоко врезаны и выполнены аллювиальными отложениями. Вода в реках пригодна для технических нужд.

Ориентировочные расстояния от реки Дерколь (Деркул) до скважин месторождения Гремячинское составляет от 11 км до 13 км. Ориентировочные расстояния от реки Гаврилина (пересыхающий приток р. Деркул) до скважин месторождения Гремячинское составляет от 4,8 км до 14 км.

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Гремячинское, мониторинговые экологические исследования окружающей среды в настоящее время не осуществляются, следовательно, не представляется возможным представить характеристику современного состояния водных ресурсов на рассматриваемом месторождении.

1.1.3.2. Гидрогеологическая характеристика

Месторождение Тепловско-Токаревское расположено в северной части Прикаспийского артезианского бассейна, где выделяются два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, разделенные региональным водоупором соленосной толщи кунгурского яруса.

Надсолевой гидрогеологический этаж характеризуется инфильтрационным гидродинамическим режимом с движением вод с севера от главных областей питания на юг, в сторону центральной части Прикаспийской низменности. На отдельных участках зоны свободного водообмена, питание верхних водоносных горизонтов происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, а разгрузка осуществляется в речную сеть.

В подсолевом гидрогеологическом этаже существует два гидродинамических режима – инфильтрационный и элизионный. Наличие обоих режимов обусловлено процессом отжима седиментационных вод из наиболее погруженной части Прикаспийской впадины в направлении ее бортовых зон. Движение подземных вод происходит с юга и юго-востока на север и северо-запад. При указанной ориентации движения водных потоков в подсолевых отложениях миграция флюидов происходит от погруженных участков Прикаспийской впадины в сторону положительных структур, расположенных в прибортовой зоне, где создаются благоприятные условия для аккумуляции и консервации скоплений углеводородов.

Соленосная толща кунгура представляет собой водоупор, однако на некоторых участках северной бортовой зоны Прикаспийской впадины из межсолевых проницаемых пород отмечается рапопроявления с АВПД. Так, в скважине П-2 месторождения Чинаревское с глубины 1897 м отмечается самоизлив воды дебитом 11 м³/сут. Воды при минерализации 382-420 г/дм³ перенасыщены водорастворенными солями, состав хлоридно-кальциевый. Для них характерно высокое содержание микрокомпонентов: брома, йода, бора.

Воды межсолевых кунгурских отложений по некоторым характеристикам позволяют выделить в самостоятельный гидрогеологический этаж. Особенностью их режима является закрытость гидрогеологической системы, следствием чего является возникновение высоких пластовых давлений и предельно высокой минерализацией пластовых вод. Перечисленные особенности связаны с влиянием галогенеза, в ходе которого линзы рапы в толще соли, находящиеся практически под литологическим давлением, могли инжецироваться в межсолевые коллекторы.

В разрезе подсолевого гидрогеологического этажа в пермских отложениях выделяются следующие водоносные комплексы: татарский, казанский, иреньская свита, филипповский, артинский, сакмарский и ассельский.

На месторождении Тепловское отобрана одна проба воды из скважины П-1 казанского горизонта верхнепермского отложения для проведения анализа по определению физико-химических свойств подземной воды. Подземная вода

верхнепермского горизонта месторождения Тепловское представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Минерализация составляет 258,6 г/дм³. Вода практически малосульфатная, содержание сульфат-иона – 7,3 мг-экв/дм³. Общая жесткость верхнепермской воды обусловлена суммарным содержанием Ca^{2+} и Mg^{2+} и исходя из значений данных компонентов, является очень жесткой. Кальций является одним из характерных компонентов вод верхнепермского водоносного комплекса, пластовая вода которого заметно им обогащена. Концентрация кальция – 922,1 мг-экв/дм³. Содержание магния значительно уступает кальцию и составляет 178,1 мг-экв/дм³, а гидрокарбонат-ион – 0,8 мг-экв/дм³. Плотность пластовой воды верхнепермских отложений в стандартных условиях составляет 1,18 г/см³. При обводнении продукции в результате разгазирования и изменения термобарических условий (значительное падение давления, понижение температуры) в скважинах могут возникнуть осложнения, связанные с отложением солей.

В рамках исполнения настоящей работы интерес вызывают подземные воды филипповского горизонта нижнепермской системы, поэтому в дальнейшем дана характеристика именно водам этих отложений.

Физико-химические свойства подземных вод филипповского горизонта изучен в скважине 32 (инт. отб. -3067-3073 м) (таблица 5.5.1). Подземные воды представляют высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа, а также являются высоко метаморфизованными и низко сульфатными. Минерализация составляет 260,3 г/дм³.

Подземные воды филипповского горизонта нижнепермских отложений содержат различные микрокомпоненты и минеральные вещества, но в отобранной пробе воды был определен следующие: бор – 101,7 мг/дм³, йод – 3,38 мг/дм³ и бром – 319,6 мг/дм³.

Пластовые температуры в водоносной части филипповского горизонта нижнепермских отложений изменяются от 78 °С до 80 °С, замеряется максимальными ртутными и электрическими термометрами. Геотермический градиент в среднем составляет 2,8 °С на каждые 100 м погружения, а геотермическая ступень – 35,7 м.

Режим работы залежей углеводородов газовый. Пластовая вода ввиду замкнутости гидродинамической системы и низких показателей коллекторских свойств оказывает незначительное влияние на работу месторождения Тепловское, связанное с ее упругими свойствами и выделением растворенного газа по мере снижения пластового давления, что на поздних стадиях разработки приведет к незначительному ухудшению качества добываемой продукции.



1.1.3. Характеристика геологического строения

На месторождении Тепловско-Токаревское бурением вскрыты разнофациальные отложения палеозоя (девонская, каменноугольная и пермская система), мезозоя (триасовая, юрская и меловая системы) и кайнозоя (нерасчлененные неоген-четвертичные образования) на максимальную глубину 5617 м в скважине Tok65 Токаревское поднятие и 5718 м в скважине Wtp61 Западно-Тепловское поднятие.

Палеозойский комплекс - PZ

Палеозойский комплекс представлен на месторождении Тепловско-Токаревское девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями.

Девонская система-D

На месторождении Тепловско-Токаревское в составе девонских отложения выделены породы среднего и верхнего отделов.

Средний отдел - D₂

Среднедевонские отложения представлены породами живетского (D_{2gv}) и эйфельского (D_{2ef}) ярусов.

В составе среднедевонских отложений на месторождении Тепловско-Токаревское выделяются нижнеэйфельские в составе бийских (койвенско-бийских) и верхнеэйфельские - афонинские (клинцовско-мосоловские) отложения. Среднедевонский терригенный комплекс вскрыт скважинами: Tok65 Токаревское поднятие и Wtp61 Западно-Тепловское поднятие.

Эйфельский ярус-D_{2ef}

Эйфельский карбонатный комплекс представлен преимущественно темно-серыми, буровато-серыми, доломитами и известняками биохемогенными, органогенно-сгустковыми, иногда строматопорово-водорослевыми и глинисто-карбонатными породами темно-серыми, пелитоморфные, массивные, а также аргиллитами зеленовато темно-серыми, слабо известковистые, слоистые.

Бийские (койвенско-бийские)-(D_{2ef1_cb}) отложения представлены известняками с прослоями доломитов биоморфно-детритовыми, строматопоровыми. Органогенные остатки цементируются темноцветным цементом, содержащим мелкий органогенный детрит и примесь битума. Вскрытая мощность его равна 40 м (скв. Tok65) Токаревское поднятие и 264,3 м (Wtp61) Западно-Тепловское поднятие. На Карачаганаке бийские отложения имеют сокращенную толщину (40-80 м), и формировались, по-видимому, в относительно глубоководной обстановке.

Афонинские (клинцовско-мосоловские)-(D_{2ef2_kl-ms}) отложения состоят из темно-серых плотных глинистых известняков с прослойками органогенно-обломочных разностей.

Породы имеют глубоководный облик и формировались в условиях повышенного положения уровня моря. Вскрытая мощность его равна 137 м (скв. Tok65) Токаревское поднятие.

Живетский ярус-D₂gv

Живетский ярус представлен воробьевским, ардатовским и муллинским горизонтами. Комплекс вскрыт скважиной Tok65 Токаревское поднятие.

Воробьевский горизонт-(D₂gv_vb) в нижней части состоит из песчаников, алевролитов, обычно являющихся хорошими коллекторами. Выше он переходит в глины. Вскрытая мощность его равна 44 м.

Ардатовский горизонт-(D₂gv_ad) залегает на воробьевском и состоит из трех пачек при этом карбонатные (глинисто-карбонатные) отложения разделены пачкой терригенных пород в средней части. Вскрытая мощность его равна 51 м.

Муллинский горизонт-(D₂gv_ml) перекрывает ардатовский, и в нижней части сложен песчано-глинистыми образованиями, переходя вверх по разрезу в известняки и доломиты. Вскрытая мощность его равна 23 м.

В скважине (Tok65) Токаревское поднятие, живетский ярус в составе муллинско-воробьевского горизонта (D₂ gv ml-vb) вскрыт в интервале 5345-5440 м (95 м). Основная часть разреза горизонта представлена в верхней части глинистыми породами с редкими тонкими подчиненными прослойками известняковых и алевролитистых пород, в нижней части песчанистыми породами с редкими тонкими подчиненными прослойками глинисто-алевролитистых пород.

Франский ярус-D₂f

Франский ярус развит в пониженных участках, где сложен органогенными доломитами и известняками. Верхнефранско-фаменский карбонатный комплекс в разрезе Северной бортовой зоны Прикаспийской впадины рассматривается в комплексе с турнейскими отложениями нижнего карбона. Основная часть разреза франского яруса представлена известняковыми породами с тонкими подчиненными прослойками, в верхней части – аргиллита, в нижней – доломита. Комплекс вскрыт скважиной Tok65 Токаревское поднятие. Вскрытая мощность его равна 82 м.

Фаменский ярус-D₂fm

Фаменские отложения представлены известняками в разной степени доломитизированными светло-серыми сгустково-комковатыми водорослево-фораминиферовыми. Доломиты перекристаллизованные пористо-кавернозные. Карбонатная седиментация позднего девона началась в условиях расчлененного рельефа, что определило сложное положение мелководно-морских фаций (приподнятые участки) и

глубоководных (опущенные участки) в плане. Основная часть карбонатного разреза фаменского яруса представлена доломитовыми породами с тонкими подчиненными прослойками известняка. Комплекс вскрыт скважинами Tok65 (Токаревское поднятие) и Wtp61 (Западно-Тепловское поднятие). Вскрытая мощность его равна 289-345,1 м.

Каменноугольная система-С

В составе каменноугольных отложений выделены породы нижнего, среднего и верхнего отделов. Вскрытые нижнекаменноугольные отложения представлены породами визейского, серпуховского, намюрского, башкирского и московского ярусов.

Нижний отдел- С₁

Нижнекаменноугольные отложения представлены породами турнейского (C_{1t}), визейского (C_{1v}), серпуховского (C_{1s}) и намюрского (C_{1n}) ярусов. Фаунистически возраст отложений нижнего карбона определен в скважине Uln17 Ульяновское поднятие встречены следующие криноидеи, иглы брахопод, остракоды, много мшанок и водорослей: *Pseudoendothyra* sp. *Eostafella* sp. *Archaediscus* sp. *Endothyra* sp. *Globivalvulina* sp. *Glomospira* sp. *Tuberitina* sp. *Textulariidae*.

Турнейский ярус-(C_{1t}). Турнейские отложения рассматриваются в районе работ в комплексе с верхнедевонскими карбонатами франа и фамена. Турнейский ярус начинается с заволжских отложений (170-240 м), которые перекрываются малевскими и упинскими (30-80 м), представленными известняками и доломитами буровато-серыми сгустково-комковатыми мелкодетритовыми иногда слоистыми.

На Тепловско-Токаревском месторождении турнейские отложения вскрыты скважинами Wtp61 Западно-Тепловского поднятия и Tok65 Токаревского поднятия в интервале 4781,7-4862 м и представлены карбонатными породами с тонкими подчиненными прослоями терригенных разностей в верхней части интервала. Вскрытая мощность его равна 89 (скв. Tok 65 Токаревское поднятие) и 322,5 м (скв. Wtp61 Западно-Тепловское поднятие).

Визейский ярус-С_{1v}.

Визейский ярус-(C_{1v}) состоит из кожинского надгоризонта (косьвинский, радаевский и бобриковский горизонты) в нижней части разреза, и из окского надгоризонта (тульский, алексинский, михайловский и веневский горизонты) в верхней части разреза.

Визейский ярус, сложенный разнообразным комплексом карбонатных и терригенных пород, вскрыт скважинами Wtp61 Западно-Тепловское поднятие и Tok65 Токаревское поднятие. Кожинский надгоризонт-(C_{1v_k_bb}) в составе бобриковского горизонта представлен тонким переслаиванием преимущественно терригенных пород с редкими прослойками карбонатных отложений и аргиллитами серыми, темно-серыми,

плитчатыми.

Вскрытая мощность его равна 137,2м (скв. Wtp61 Западно-Тепловское поднятие) и 40м (скв. Tok65 Токаревское поднятие).

Окский надгоризонт-(C_{1v_ok}) представлен тульским, алексинским, и нерасчлененного михайловским и веневским горизонтами. Комплекс вскрыт скважиной Tok65 Токаревское поднятие. Не расчлененный Окский горизонт вскрыт скважинами: Trl1 Тепловское поднятие, Wtp2, Wtp3, Wtp4 Западно-Тепловское поднятие.

Тульский горизонт-(C_{1v_ok_tl}) сложен он переслаивающимися между собой аргиллитами и известняками. Аргиллиты преобладают в средней и верхней частях разреза. Известняки неравномерно глинистые, пиритизированные содержащие органогенный детрит. Мощность тульского горизонта составляет 67м (скв. Tok65 Токаревское поднятие).

Алексинский горизонт-(C_{1v_ok_al}) в скв. Tok65 Токаревское поднятие представлен известняками в разной степени глинистыми. В основании залегают плотные известняки, а в кровле – глинистые с редкими прослоями аргиллитов. Известняки серые, прослоями органогенные, водорослево-фораминиферовые, неравномерно пористые. Вскрытая мощность равно 61 м (скв. Tok65 Токаревское поднятие).

Не расчлененный Михайловский и Веневский горизонты-(C_{1v_ok_mh+vn}) представлен известняками в разной степени доломитизированными. Известняки серые, плотные, органогенно-обломочными, водорослево-фораминиферовые. Мощность горизонта – 134м (скв. Tok65 Токаревское поднятие).

Визейский ярус в составе михайловского-тульского горизонтов вскрыты скважиной Tok65 Токаревское поднятие в интервале 4560-4822м (262м). Представлены они преимущественно неравномерным переслаиванием карбонатных отложений с преобладанием доломита.

Серпуховский ярус-C_{1s}.

Серпуховский ярус представлен карбонатными породами-доломитами и известняками. Известняки светло-серые, плотные неравномерно доломитизированные, трещиноватые, биоморфные и биоморфно-детритовые. В составе серпуховского яруса выделяется Тарусский, Стешевский и Запалтубинский протвинский горизонты. На месторождении серпуховский ярус вскрыт скважинами: Trl1 Тепловское поднятие, Wtp2, Wtp3, Wtp4 Западно-Тепловское поднятие, Tok65 Токаревское поднятие. Вскрытая мощность серпуховского яруса составляет 66 (скв. Wtp3 Западно-Тепловское поднятие) и 273 м (скв. Tok65 Токаревское поднятие).

Намюрский ярус-C_{1n}.

Намюрский ярус представлен карбонатными породами-доломитами и известняками.

На месторождении Тепловско-Токаревское намюрский ярус вскрыт скважиной: Трп1 Тепловское поднятие. Вскрытая толщина намюрского яруса составляет 85,8 м (скв. Трп1 Тепловское поднятие).

Средний отдел- C₂

На рассматриваемой территории средний отдел каменноугольной системы сложен башкирским и московским ярусами.

Фаунистически возраст отложений среднего карбона определен в скважинах Трп1 Тепловское поднятие, Egr38 Восточно-Гремячинское по мшанкам, относящегося к *Fenestella retiformis* Schloth. и фораминиферы: *Eostafella* ex gr. *pseudostrubai* (Raus et Bel.) Var. *chomalifera* Kir. *Oxawainella* sp., *Pseudostafella* ex gr. *umbilicata* (Putrja et Leont.), *Oxawainella* ex gr. *Alochevskiensis* Pot., *Oxawainella* ex gr. *tingi* Lei), *Eostafella kashirica* var. *rhomboides* Raus, *Parastafella* ex gr. *affixa* Grozdilova Lebed., *Planoarchaediscus* ex gr. *spirillonoides* (Rauser.), *Oxawainella* ex gr. *olmasnicnsis* Man., *Eolasiodiscus* ex gr. *transitorius* *transitorius* (Brazh. et larz), *Eostaffella* sp. sp, *Oxawainella* ex gr. *muromskensis* Man., *Fusulina* sp. sp., *Eolasiodiscus* sp., *Parastafella* ex gr. *oxawai* (lee et, Chen.), *Eostafella taranovskensis* Manukalova, *Pseudostafella* aff. *Ivanovi* Raus *Oxawainella* ex gr. *aurora* Grozd. Et Led., *Eostafella* ex gr. *rostovzevi* Raus, *Pseudostafella* aff. *Larionobae* Raus, *Pseudostafella* ex gr. *goskyi* (Dutk), *Eostafella* aff. *Pseudostoruvai* (raus et Bel) Var. *angusta* kir., *Bradyina cribrostomata* Rauser et Reit, *Bradyina* ex gr. *nana* Pot, *Eostafella* aff. *Acuta* Grord. Et Led, *Oxawainella umbonate* Braxhm et Pot. Forma *asymmetrica*, *Oxawainella pararhomboides* Man., *Eostafella* aff. *Concinna* Reitl. Помимо фораминифер обнаружены обрывки водорослей (типа *Beressella*, типа *Parachaetetes*), мшанки, членники криноидей и перекристаллизованные створки остракод. *Bradyina cribrostomata* Rauser et Reitl, *Parastaffella* sp. sp., *Bradyina* sp. sp., *Palatextularia*, *Globivolvulina* aff. *Porva* Tcher., *Tetrataxis* aff. *Donetxica* Putz, *Eostaffella* ex gr. *pseudostrovei* (raus et Bel) vor. *Chomalifera* Kir., *Tetrataxis* ex gr. *parviconica* Lee et Chen., *Textularia* ex gr. *longissimi* Reitl., *Oxawainella* ex gr. *grandis* Pot formaminina, *Globivalvulina* sp., *Oxawainella* sp. sp., Помимо фораминифер обнаружены мшанки, членники криноидей и обрывки водорослей (типа *Beressella*). В скважине Uln17 Ульяновское поднятие встречены следующие криноидеи, иглы брахопод, остракоды, много мшанок и водорослей: *Pseudoendothyra* sp. *Eostafella* sp. *Archaediscus* sp. *Endothyra* sp. *Globivalvulina* sp. *Glomospira* sp. *Tuberitina* sp. *Textulariidae*.

Башкирский ярус-(C₂b) представлен нижним подъярусом, который сложен мелководно-морским типом разреза и установлен в объеме краснополянского и северо-кельтменского горизонта. Литологически ярус представлен известняками органогенно-обломочными, биоморфно-детритовыми, биоморфными. На месторождении Тепловско-

Токаревское краснополянский горизонт вскрыт скважинами: Tpl1 и Tpl36 Тепловское поднятие, Wtp2, Wtp3, Wtp4 Западно-Тепловское поднятие, Tsg26_1 и Tsg28 Цыгановское поднятие. Фаунистически возраст отложений башкирского яруса определен в скважине Tok1 Токаревское поднятие по фаунам и фораминифер, которые встречены в образце известняка: *Bradyina aff cribrostomata* Rauser et Reitl., *Eostafella kashirica var rhomboides* Raus, *Pseudostafella aff subquadrota* Grozd. Et Led., *Pseudostafella ex gr oxavai* (Lee. Et Chen), *Eostafella ex gr oviformis* Manikalova, *Oxavainella sp. sp Bradyina sp. sp., Eostafella ex gr pseudostruvei* (Raus et Bol) forma mining. *Eostafella aff postmosquensis* Kir., *Eostafella ex gr taranovskensis* Manikalova., *Parastafella ex gr moelleri* (Oxawa), *Eostafella ex gr pseudostruvei* (Raus et Bel) var angusta Kir., *Oxawainella aff pagorevichi* Raus., *Tetrataxis aff. Parviconica* Lee et Chen. *Tetrataxis acutiformis* Pot., *Eostafella cf kashirica* Raus., *Globivalvulina aff parva* Tchern., *Schuberyella ex gr pseudoglobulosa* Soft. *Oxavainella ex gr pararhomboidolis* Mom., *Oxawainella rhombipormis* Man. Forma ovata, *Pseudostafella ex gr compressa* (Raus), *Eostafella mutabilis var rjasanensis* Rauss, *Parastafella aff. Timanica* Brachm. *Oxawainella ex gr umbonoplicata* Brazh. Et Pot. *Schubertella sp. sp., Globivalvulina sp sp., Parastafella ex. gr affixa* (Dutkevitch), *Parastafella aff umbonate* Raus, *Eostafella acuta* Grozd., *Pseudostafella aff. Antiqua var. grandis* Schlyk, *Schubertella aff. Pseudoglobulosa* Saf., *Schubertella ex gr. obscura* Lee et Chen., *Eostafella aff parastruvei* Raus, *Oxawainella ex gr. muromskensis* Manikalova, *Profusulinella ex gr/ Prisca* (depart), *Oxawainella pararhomboidolis* Mou formamina. *Oxawainella ex gr. aurora* Grozd et. Let., *Millerella aff paraumbilicata* Man., *Plectogyra aff spirilliniformis* Brazhm. Et. Pot. Var. *evoluta* Reitl., *Plectogyra ex gr baschkirica* Pot.,

В скважине Egr38, Egr39, Egr 40 Восточно-Гремячинское поднятие встречены следующие фауны и фораминиферы: *Bradyina cribrostomata* Rauser et Reitl, *Parastafella sp. sp., Bradyina sp. sp., Palatextularia, Globivalvulina aff. Parva* Tcher., *Tetrataxis aff. Donetxica* Putz, *Eostafella ex gr. pseudostruvei* (Raus et Bel) var. *Chomalifera* Kir., *Tetrataxis ex gr parviconica* Lee et Chen., *Textularia ex gr longissimi* Reitl., *Oxawainella ex gr. grandis* Pot formaminina, *Globivalvulina sp., Oxawainella sp. sp.,* Помимо фораминифер обнаружены мшанки, членники криноидей и обрывки водорослей (типа *Beressella*). Присутствие вышеуказанного комплекса фауны и фораминифер дает основание отнести к башкирскому ярусу среднего карбона. В скважине Tsg26 Цыгановское поднятие встречены следующие иглы брахиопод, криноидей, водоросли: *Tuberitina sp. Climacammina sp. Textulariidae, Globivalvulina sp. Eostafella postmosquensis acutiformis* Kir. E. *parastruvei* Raus. *Chusovens* Kir. E. sp.

Мощность отложений горизонта изменяется от 56 (скв. Tpl1 Тепловское поднятие) до 141,5 м (скв. Wtp2, Западно-Тепловское поднятие).

Московский ярус-(C_{2m}) выделяется в объеме подъярусов: верейского, каширского, подольского и мячковского горизонтов.

Верейский-(C_{2m_vr}) горизонт представлен преимущественно терригенной толщей: основная часть разреза сложена аргиллитами, среди которых появляются прослойки песчаников, известковистых алевролитов и известняков. Аргиллиты темно-серые, почти черные характеризуются плитчатой тодельностью. Верейский горизонт вскрыт скважинами: Trp11 и Trp136 Тепловское поднятие, Wtp2, Wtp3, Wtp4 Западно-Тепловское поднятие, Tok65 Токаревское поднятие, Uln21_1 Ульяновское поднятие. Мощность отложений горизонта изменяется от 62 (скв. Tok65 Токаревское поднятие) до 189,8 м (скв.Trp136 Тепловское поднятие).

Каширский-(C_{2m_ks}) горизонт в отличие от подстилающего характеризуется увеличением карбонатной составляющей в разрезе. Сложен он известняками темно-серыми, биоморфно-детритовыми, битуминозными. На месторождении Тепловско-Токаревское каширский горизонт вскрыт скважиной Trp11 Тепловское поднятие. Мощность отложений горизонта составляет 145,3 м.

Подольский-(C_{2m_pd}) и Мячковский-(C_{2m_mc}) горизонты представлены известняками темно-серыми, тонкослойчатыми битуминозными, кремнистыми, спиккуло-радиоляриевыми. В верхней части горизонта наряду с известняками развиты доломиты тонкокристаллические с реликтово органической структурой. В изученных разрезах подольский горизонт выделен условно, на основании корреляции с разрезами смежных площадей, в том числе скв. 1 Щучкинской, где он обоснован фораминиферами. На месторождении Тепловско-Токаревское подольский горизонт вскрыт скважинами: Trp11 и Trp136 Тепловское поднятие, Wtp2, Wtp3, Wtp4 Западно-Тепловское поднятие, Tok65 Токаревское поднятие, Tsg26_1 и Tsg28 Цыгановское поднятие, Uln21_1 Ульяновское поднятие. Мощность подольского и мячковского горизонта изменяется от 53,5 (скв.Tsg28 Цыгановское поднятие) до 467 м (скв.Tok65 Токаревское поднятие).

Верхний отдел- С₃

Верхнекаменноугольные отложения литологически представлены известняками светло-коричневыми, белыми, органическими, с редкими комками (биофрагментный пачеун с редкими пеллоидами), органически-комковатыми, доломитистыми (биофрагментный, пеллоидный, доломитистый грейнеун), доломитами микро-тонкозернистыми, известковыми, органическими, битуминозными. По разрезу отмечаются прослойки глин и алевролитов.

Верхнекаменноугольные отложения вскрыты скважинами: Trp11 Тепловское поднятие, Wtp2, Wtp3, Wtp4, Wtp18, Wtp61 Западно-Тепловское поднятие, Tok65 Токаревское

поднятие, Tsg26_1 и Tsg28 Цыгановское поднятие, Uln21_1 Ульяновское поднятие и Grm11 Гремячинское поднятие. Мощность отложений горизонта изменяется от 36,4 до 627,5 м.

Пермская система - Р

Пермские отложения на месторождении вскрыты практически всеми скважинами. Пермская система представлена породами нижнего Р₁ и верхнего отделов Р₂.

Нижний отдел – Р₁

Вскрытые нижнепермские отложения представлены породами ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов. Изменчивость состава и строения карбонатных нижнепермских отложений в плане и в разрезе отражает разнофациальную природу седиментации в зоне нижнепермского бортового уступа, где выделены три основных типа разреза: шельфовый, рифовый и депрессионный. Фаунистически возраст отложений нижней перми определен в скважине Tpl1 Тепловское поднятие по мшанкам, кораллам, брахиоподом, по водоросли: *Tuberitina maljavkini* Mikh. *Tolypammia* sp. *Bradyina major* Moroz. *Pseudoendothyra* sp. sp. *Pseudofusulina* sp. sp. В скважине Uln17 Ульяновское поднятие встречены следующие криноидеи, иглы брахопод, остракоды, много мшанок и водорослей: *Geinitizina pusilla* Grozd. *Lasiodiscus* sp. *Fusulinidae*. В скважине Wtp7 Западно-Тепловское поднятие, встречены следующие фораминиферы и фузулиниды: *Pseudofusulina* sp. *Parastafella Leci* (D)., *Bradyn* asp., *Hemigordins permicus*, *Hobivalvulina* sp.,

Ассельский ярус-(Р_{1а}) вскрыт скважинами: Tpl1, Tpl36 Тепловского поднятия, Wtp2, Wtp3, Wtp4, Wtp6, Wtp12, Wtp15, Wtp16, Wtp17, Wtp18, Wtp28, Wtp29, Wtp31, Wtp61 Западно-Тепловского поднятия, Tsg24, Tsg28 Цыгановского поднятия, Grm1, Grm2_1, Grm11, Grm25 Гремячинского поднятия. Они представлены шельфовым типом разреза и сложены биогермными водорослевыми (тубифиты) известняками, в сильной степени перекристаллизованными, доломитизированными, с остатками кораллов, мшанок, фузулинид, фораминифер и водорослей. Породы неравномерно пористые, прослоями мелкокавернозные. Ассельский, сакмарский и артинские отложения встречаются в нерасчленённом виде во всех скважинах Токаревское и Ульяновское поднятиях и в нескольких скважинах Цыгановское (Tsg26_1, Tsg27, Tsg29_1, Tsg42, Tsg66) поднятиях.

Фаунистически возраст отложений ассельского яруса определен в скважине Tpl1 Тепловское поднятие по фораминиферам: *Pseudoendothyra* ex. gr. *struvei* (Moell)/ *Eostafella* ex. gr. *paraprotvae* Raus. E. cf. *parastreevei* Viss. *Bradyina* sp. (ex. gr. *B. cribrastomato* Raus et Reitl) B. sp. *Endothyranopsis* sp. (cf. *Sphaerica* (Raus. et Reitl.) *Globoendothyra* ex. gr. *globulus* (Richw) gj. sp. *Endothyra* ex.gr. *spirilliniformis* Brazhn. et Pot. E. ex.gr. *Similis* Raus et Reitl. *Archaediscus moelliri* Raus. *Climacammina* aff.*procera* Reitl. В скважине Tsg26 Цыгановское поднятие встречены следующие остракоды, бентосные фораминиферы, водоросли и

мшанки: *Hyperamina Homospira*, *Tolypamina*, *Palaeomubecularia*, *Antracoporella* sp., *Nodosaria geinitziniformis*, N. sp., *Heinitzina* Hs, *Parastafella* sp. *Hovivalvulina* sp, *Bradyina* sp *Endothyra* *Lipinae* Mas. *Endothyra* sp, *Parastafella pseudosphaeroidia* D., Ivanov. Dutk., *Fusulinella* aff. *Batyrbajwi* S. *Quasifusulina longissima* (Moell). *Parastafella* ex gr. *reliqua* D., *Parastafella* aff. *Mathildae* Dutk. *Mathildae*, *reliqua* u ex. Gr sp.now *Hobivalvulina bulloides* Br., *Hobiv.* Sp. now. *Epimastopora pia* Bulg. *Pseudofusulina* sp. *Tebrataxis* sp., *Nodosaria* sp., *Honospira* ex. gr *qosdialis* L. et.P., *Ceimacammina* sp.a *Lirvanella* sp. *Tubiphytes abscurus* Masl. *Tetrataxis* sp. *Quasifusulina longissimi* (Moell). Q. sp. *Triticites pseudoarctis* Raus. Tr. Sp. *Ligulites ligulensis* (Raus). D.vasilkovsky Bensch. D. ex.gr. *Galloway* (Cheb). D. sp nov. D. sp. *Rugosofusulina stabilis* Raus. R. sp. *Pseudofusulina gregaria* (Lec). Ps. *Pseudopointeli* Rau. Ps. Sp.nov. В скважине Uln17 Ульяновское поднятие встречены следующие брахоподы: *Dielasma* cf. *truncation* (Waag). В скважине Grm1 Гремячинское поднятие по фузулинидам, брахиоподам, криноидеям. Кораллам, остракодам и водорослям: *Tuberitina maljavkini* Var. *Maljavkini* Mikh., *T. maljavkini* var. *Grandis* Reith., *Glomospira evoluta* Zamil., *G. elegans* Lip., *G. gordialis* Jones et Pork., *G. pusilliformis* Reith., *G.sp.* *Geinitzina spandeli*. Tscherd., *Globivalvulina* sp., *Schubertella sphaerica* Sul. *Tetrataxis minuta* Moroz. *Bradyina* cf. *major* Moroz., *Tetrataxis eofragilis* Reith., *Climacammina longa* Konov/*Schubertella minima* Stewart. Sch. King Dunb. Et Skinn. Var. *exilia* Sul. Sch. *Orbiculate* Stewart, Sch. *Longissimi* Stewart. *Torijamaia* cf. *amerianna* Steart.

Вскрытая скважинами толщина отложений ассельского яруса составляет от 31,3 (скв. Wtp6) до 481м (скв. Wtp61).

Сакмарский ярус-(P_{1s}) вскрыт большинством скважин, представлен отложениями шельфовой зоны, сложенными серыми биоморфными и биоморфно-детритовыми известняками, в различной степени доломитизированными, реже доломитами. Наряду с органогенными разностями, встречающиеся в виде обрывков сифониковых водорослей, обломков кораллов, наблюдается значительная доля микрозернистых неравномерно доломитизированных известняков.

Фаунистически возраст отложений сакмарского яруса определен в скважине Trp11 Тепловское поднятие по брахиоподом, мшанкам, по водоросли и остракодам: *Tuberitina maljavkini* Mikh. T. sp. *Bradyina major* Moroz. B. sp. *Schubertella* ex gr. *sphaerica* Suleim. *Schubertella* ex gr. *Paramelonica* Suleim. *Pseudoendothyra preobrajenskyi* (Dutkh.) Ps. *Pseudosphaeroidae* (Dutk.) Ps. *dagmarae* (Dutk.) Ps. *Ivanovi* (Dutk.) Ps. *Keltmensis* (Raus.) Ps. *Leei* (Dutk.) Ps. *Ovalis* Viss. *Geinitzina* aff. *Multicamerate* Lip. *Tetrataxis plana* Moroz. В скважине Tsg26 Цыгановское поднятие по фораминиферам: *Pseudoendothyra preobrajenskyi* (Dutk.) Ps. *mathildae* (Dutk.) Ps.sp/ *Pseudoendothura pseudosphaeroidea* (Dutk.) Ps. *Dagmarae*

(Dutk.). Ps. Immutata (Viss) msc. Pseudofusulina sp.nov. Ps. Sp. В скважине Uln17 Ульяновское поднятие встречены следующие криноидеи, иглы брахопод, остракоды, много мшанок и водорослей: Pseudofusulina angusta Kir. Ps. Sp. Triticites pensus Grozd. Et. Leb. Tr.aff. domesticus Grozd. Et Leb. Tr. Sp. Preoudoendothyra sp.nov. Bradyina cf. jrdinata. Kon. Endothyranella sp. В скважине Grm1 Гремячинское поднятие по остракодам и водорослям: Tuberitina maljavkini Var. Maljavkini Mikh., T. maljavkini var. Grandis Reitl., Glomosphira evoluta Zamil., G. elegans Lip., G. gordialis Jones et Pork., G. pusilliformis Reitl., G.sp. Geinitzina spandeli. Tscherd., Globivalvulina sp., Schubertella sphaerica Sul.

Толщина сакмарского яруса на месторождении Тепловско-Токаревское изменяется от 15 м (скв.Egr37) для склоновых разрезов до 230,9 м (Тепловское поднятие).

Артинский ярус-(P_{1ar}). Отложения артинского яруса шельфового типа вскрыты практически всеми скважинами, представлены доломитами темно-серыми микро- и тонкозернистыми. Органогенные остатки немногочисленны. Преобладает фауна мелких фораминифер. Похожая характеристика сохраняется и вблизи зоны собственно бортового уступа. Однако здесь из разреза исчезают прослой седиментационных ангидритов, возрастает доля строматолитовых образований, появляются прослой органогенно-детритовых разновидностей. Ангидрит заполняет главным образом пустоты и трещины.

Рифогенные фации артинского яруса фиксируются в узкой (500-300 м) зоне вдоль бортового уступа и в большинстве аналогичны сакмарским, но характерным является преобладание вторичных доломитов и усиление степени их ангидритизации. Вместе с биогермными породами, создающими ядро органогенных построек - мшанками, мшанководорослевыми, присутствует широкий спектр биоморфных и биоморфно-детритовых пород - фораминиферовых, криноидных, ракушняковых. Как показали литологические и палеонтологические исследования, комплекс пород артинского возраста сложен сочетанием мелких биогермов, биостромов с различными пороодообразователями.

Фаунистически возраст отложений артинского яруса определен в скважине Tok2 Токаревское поднятие по остракодам, мшанкам, криноидеи, брахоподам и фораминиферам: Pseudoendothyra dagmarae (Dutk.). Ps. preobrajenskyi (Dutk.). Ps. ivanovi (Dutk.). Ps. immutata viss. Msc. Ps. sp. nov. Ps. sp. Sphaerulina ellipsoidalis Koch. -Dev. Sph. Sp. Schubertella paramelonica minor Sul. Schubertella ex gr. sphaerica Sul. Sch. Sp. Pseudofusulina kutuanensis Raus. Ps. ex. gr. kutuanensis Raus. Ps. ovata Raus. Ps. aff. Ovata. Raus. Pseudofusulina pedissequa Viss. Ps. aff. Predissequa Viss. Ps. sp. nov. (ex.gr. Ps. confusf). Ps. paraconcessa Raus. Ps. ex.gr. paraconcessa Raus. Ps.sp. Globovalvulina sp.

В скважине Tok6 Токаревское поднятие встречены следующие остракоды, бентосные фораминиферы, водоросли и мшанки: Ammodiscus kamae Tcherd., Globovalvulina

sp. *L. bulloides* brady, *Nodosaria* sp., *N. pudiidea* Lot. Et Lg., *Fronicularia* sp. *Leinitrina pusilla* Lroxd., *L. spaudeli* Tcherd, L. sp; *Globivalvulina permiana* Hyperamina sp. *Tubertina collosa* Reitl *Tuberitina maljavkini* Mikh., *Leinitxina pusilla* Hord., *Leinitzina* sp, *Nodasaria Catelliniformis* (Lr), *Nodosaria* sp., *N. netschajewi* Tcherd., *Globivalvulina* sp, *Ammonoidea*.

В скважине Uln47 Ульяновское поднятие по фораминиферам, остракодам и криноидей: *Hlomospira regularis* Lip. L. *Comminis* Lop. G. *gordialis* L/ et P. (f.min). *Spiropecitamina* sp. *Textularia* sp. *Hlobivalvulina* sp. *Stillolina* sp.

В скважине Uln64 Ульяновское поднятие встречены следующие комплекс фораминиферы: *Tuberitina maljavkini* Mikh., *Tub. Collosa* Reitl., *Tub. rotundata* Reitl., *Glomospira* sp., *Tolypammina compacta* Zam. Sp. *Endothyra* sp. *Pseudoendothyra pseudospharoidea* (Dutk.), Ps. Cf. *preobrajenskyi* (Dutk.), Ps. Sp., *Schubertella* ex gr. *sphaerica* Sul., Schub. Sp., *Pseudofusulina solida* (Schellw.), Ps. ex gr. *arlarovi* Raus., Ps. sp. *Tetrataxis* cf. *lata* Spand., *Globivalvulina* sp. *Glomospira evoluta* Zam., *Tolypammina compacta* Zam. *Endothyra* cf. *lipinae* Moros., *Pseudoendothyra immutata* Viss., Ps. *preobrajenskyi* (Dutk.) *Pseudofusulina paraconcessa pereporica* Konov., Ps. *solida* (Schelw.), Ps. *kiangsuensis occidentalis* Raus., Ps. ex gr. *urasbajevi* Raus., *Hemigordius longus* Grozd., Hem. *Magnus* Schir., *Nodosaria netschajewi* Tcherd.

В скважине Grm1 Гремячинское поднятие по остракодам и водорослем: *Glomospira* sp. sp., G. *Evoluta* Zamil., G. *insigna* Konov., *Tuberitina maljavkini* Mikh., *Glomospira* sp. *Nodosaria* sp. indet., *N. concinna* ot.

В скважине Grm61_1 Гремячинское поднятие по комплексам фораминифер: *Glomosphira evoluta* Zam., *Yolypammina compacta* Zam., *Endothyra* cf., *Lipinae* Moros., *Pseudoendothyra immutata* Viss., Ps. *Preobrajenskyi* (Dutk.), *Pseudofusulina paraconcessa pereborica* Konov., Ps. Gr. *urazbajevi* Raus., *Hemigordius longus* Grozd., Hem. *Magnus* Schir., *Nodosaria netschajewi* Tcherd.

Присутствие вышеуказанного комплекса фауны и фораминифер, дает основание отнести к артинскому ярусу нижней перми.

В разрезах скважин, расположенных в зоне южного склона по нижнепермским отложениям, на различных гипсометрических уровнях фиксируются рифогенные образования артинского яруса. В случае, когда перепад глубин залегания артинских пород по отношению к бортовым скважинам не превышает 100 м, вскрывается внешний склон постройки. Если эта величина существенно больше, то скважины вскрывают продукты оползания, либо обрушения рифа по крутым стенкам.

Толщина артинского яруса составляет в среднем 134,5 м, изменяется от 22,4 м (скв. Grm61_1 Гремячинского поднятия) до 559 м (скв. Tsg26_1 Цыгановского поднятия).

Кунгурский ярус-(P_{1k}) включает отложения нижней перми и представлен двумя горизонтами - филипповским и иреньским.

Филипповский горизонт-(P_{1k_fl}) развит повсеместно и сложен тонкослоистыми сульфатными и карбонатными породами - доломитами темно-серой окраски, доломитизированными известняками серыми, в различной степени обогащенными органогенно-детритовым материалом с характерной фауной «мелких» фораминифер в ряде скважин. Стратиграфически принадлежность описанных пород подтверждается миоспорами, изученными Н.Н.Маркиной, в ряде разрезов были выявлены комплексы остракод, характерные для лагунной обстановки.

На фоне довольно частого чередования ангидрита с ангидрит-доломитовыми породами выделяются два доломитовых пласта, обладающие коллекторскими свойствами с установленной продуктивностью.

Фаунистически возраст отложений филипповского горизонта определен в скважине Uln19 Ульяновское поднятие по параштафеллам, водорослем-строматолитам, фораминиферам, остракодам и криноидеям: *Nodosaria* sp, *Hyperammina* sp. *Homospira* sp. *Homospira* sp. nov и *Nodosaria* sp. *P. bradyi* Var. *rhomboides* Scherb. (mns). *P. leci* Var. *evoluta* Scherb (mns). *P. mathildae* var. *longa* Scherb. (mns). *T.* sp.

В скважине Tok2 Токаревское поднятие доломитах встречены следующие остракоды и фораминиферы: *Hyperamminoides lawarensis* Lub., *J. Staffelliniformis*, *Hemigardius nalivkini* Hord., *Hemigardius* sp., *Parastafella mathildae* D. F. Brady M., *P. Preobrajenskyi*.

В скважине Tok6 Токаревское поднятие доломитах встречены следующие остракоды и фораминиферы: *Ammodiscus kamae* Tcherd., *Globivalvulina* sp. *L. bullides* Brady, *Nodosaria* sp., *N. pugiidea* Lot. Et Lg., *Frondicularia* sp. *Geinitzina pusilla* Hord., *L. spaudeli* Tcherd., *L.* sp., *Globivalvulina permiana* *Hyperammina* sp.

В скважине Tsg24 Цыгановское поднятие карбонатных породах встречены следующие остракоды и фораминиферы: *Hyperammina*. *Homospira*. *Tolypammina*, *Palacombecularia*. *Homospira*. *Cornuspira* sp., *Homospira* aff. *Gardialis* L. et P., *Homospira* sp.sp, ofm. *moverella* sp., *Palacombecularia* sp., *Nodosaria* aff. *Articulate* Hr. (msc). *N.* sp. (f.min). *Geinitzina* sp. *Hyperammina* sp.

В скважине Grm4 Гремячинское поднятие встречены следующие фораминиферы: *Homospira* sp. (*communis*, *elegans*, sp. nov). В скважине Grm51 Гремячинское поднятие встречены следующие фораминиферы и водоросли: *Hyperammina* sp. *Palacombularia* sp., *Tolypammina*. *Nodosaria* sp., *Hyperamminoides* sp. *Tolypammina* sp. *Dentalina* sp. *Nodosaria* sp., *Globivalvulina* sp. *Bairdia*, *Parapaschites*. *Hyperammina* sp.

В скважине Wtp8 Западно-Тепловское поднятие встречены следующие

фораминиферы и водоросли: *Stromatolitae.*, *Homospira* sp. Nov. *Nodosaria* sp.

В скважине Тр154 Тепловское поднятие встречены следующие фораминиферы и водоросли: *Hyperammina* sp. *Tolypammina* sp. *Carnuspira* sp. *Hyperamminjides* sp. *Carnuspira* Kamae T., *Earlabdia* Lamarensis Lg. et R., *Nodosaria* sp. (cf). *Deutalina* sp. *Geinitzina* inderpressa Var. *misera* L. sp.

Нижний карбонатный пласт выклинивается к сводам вдоль бортовых поднятий, а верхний - в прибортовой зоне. Толщина филипповского горизонта составляет в среднем 130,3 м, изменяется от 54 м (скв. Wtp14 Западно-Тепловское поднятие до 263 м (скв. Grm13 Гремячинское поднятие).

Иреньский горизонт-(P_{1k}_{ir}) вскрыты всеми скважинами на месторождении Тепловско-Токаревское и представлен толщей преимущественно каменной соли - серой, прозрачной и розовой, кристаллической с прослоями глин и ангидритов голубовато-серых, содержащих характерный комплекс миоспор.

Толщина горизонта изменяется в пределах 96 м (скв. Tsg26_1 Цыгановское поднятие) и до 2010 м (скв. Wtp3 Западно-Тепловское поднятие).

Верхний отдел - P₂

Верхний отдел пермской системы на месторождение характеризуется сложным геологическим строением, отражающимся в изменении вещественного состава, мощности пород и в распространении отдельных стратиграфических подразделений. Выделены верхнепермские отложения в составе уфимского, казанского и татарского ярусов. Не расчлененные отложения уфимского, казанского и татарского ярусов вскрыт скважиной Wtp4 Западно-Тепловское. Толщина отложений составляет 493 м.

Уфимский ярус-(P_{2u}) залегают они повсеместно на породах кунгурского яруса, граница с которым проводится по кровле ангидритовой пачки, ниже которой начинаются относительно чистые соленосные породы. Сложен разрез уфимского яруса аргиллитоподобными красноцветными глинами, слабо известковистыми и доломитистыми с повышенным содержанием сульфатов.

Отложения уфимского яруса вскрыты скважинами: Тр121, Тр132, Тр139, Тр145, Тр146, Тр173 Тепловское поднятие; Wtp4, Wtp5, Wtp6, Wtp8, Wtp11, Wtp12, Wtp16, Wtp24, Wtp29, Wtp31, Wtp31_1_1_1, Wtp35_1_1, Wtp 40, Wtp61 Западно-Тепловское поднятие; Grm2_1, Grm5, Grm8, Grm9, Grm11, Grm13, Grm25, Grm52, Grm52_1, Grm57_1, Grm61_1 Гремячинское поднятие; скважинами Egr20, Egr22, Egr30, Egr34_1, Egr38_1, Egr39 Восточно-Гремячинское поднятие.

Толщина яруса по большинству скважин Тепловской, Западно-Тепловской и Восточно-Гремячинской поднятиях составляет 808,6-1691 м, минимальные толщины

уфимского яруса отмечается на поднятие Гремячинское здесь они колеблется в диапазоне 73,2-894м.

Казанский ярус (P_2k) отложения казанского яруса на месторождении Тепловско-Токаревское имеют наиболее сложное строение. В низах разреза выделяется карбонатная толща, соответствующая калиновской свите, средняя - соленосная, относимая к гидрохимической свите и верхняя галогенно-терригенная толща – сосновская свита.

Калиновская свита-(P_2kz_kl) представлена толщей известняков и доломитов серой, темно-серой окраски, часто мелкозернистой структуры. Известняки иногда представлены органогенно-обломочными разностями пород. В основании толщи выделяется 10-20 м пачка глинистых известняков или глин, четко фиксируемая повышенными значениями гамма-активности. Фаунистически данная часть разреза охарактеризована на соседних площадях, где определены многочисленные брахиоподы казанского возраста. Перекрыта калиновская свита соленосной толщей (гидрохимическая свита), которая, судя по керновому материалу и каротажу, сложена, в основном каменной солью с прослоями ангидрита. Отложения калиновской свиты вскрыт скважиной Tok3 Токаревское на месторождении Тепловско-Токаревское.

Толщина отложений калиновской свиты составляет 52 м (скв. Tok3 Токаревское поднятие).

Гидрохимическая свита-(P_2kz_hd) Гидрохимическая свита частично принимает участие в галокинезе, увеличиваясь в толщине в присклоновых частях соляных куплов и представлена каменной солью с включениями и прослоями ангидритов. Соль прозрачная, белая с буроватым оттенком, мелко и крупнокристаллическая с включениями глин и ангидритов. Толщина гидрохимической свиты на месторождении составляет 25 м (скв. Tok3 Токаревское поднятие).

Сосновская свита-(P_2kz_s) представлена переслаиванием каменной соли, ангидритов с пластами красноцветных аргиллитов. Отложения свиты развиты, в основном, в узкой полосе бортового уступа, в зоне размыва уфимских и нижеказанских отложений, аналогично развит на Каменском месторождении. Сосновская свита выделена условно и представлена ритмичным хорошо коррелирующимся по всему району переслаиванием каменной соли, ангидритов с пластами красноцветных аргиллитов. Сосновская свита вскрыта всеми скважинами поднятий, кроме Токаревской, Цыгановской и Ульяновской.

Толщина сосновских отложений, выклиниваясь в палеопрогибах, колеблется в широких пределах - от 70м (скв. Wtp18 Западно-Тепловское поднятие) до 737,7м (скв. Gtm25 Гремячинское поднятие).

Татарский ярус представлен глинами коричневыми, темно-коричневыми,

аргиллитоподобными, известковистыми, неравномерно опесчаненными, с прослоями буровато-серых, темно-бурых, коричневых, мелкозернистых, полимиктовых песчаников и алевролитов. Татарский ярус вскрыт всеми скважинами поднятий, кроме Токаревской, Цыгановской и Ульяновской.

Толщина отложений составляет 40 м (скв. Grm1 Гремячинское поднятие)- 1010 м (скв. Grm3_1 Гремячинское поднятие).

Мезозойский комплекс - MZ

Мезозойский комплекс включает отложения триасовой, юрской и меловой систем.

Триасовая система - Т

Отложения триасовой системы имеют повсеместное распространение и с размывом залегают на породах верхней перми и татарского яруса. Триасовые отложения в разрезе месторождения Тепловско -Токаревское представлены песчаниками красно-коричневыми, коричневыми с зеленовато-серыми пятнами, разнозернистыми, известковистыми, плотными, крепкими, чередующимися с подчиненными прослоями глин красно-коричневых, кирпично-красных в различной степени опесчаненных.

Фаунистически возраст отложений нижнего триаса определен в скважине Trp11 Тепловское поднятие по хараофитов: *Sphaerochara karpinskyi* Dem. *Sph karpinsky var donica* Dem. *Sph. gglobose*Said. *Sph. Sp. Porochara urusovi* said P. sp. *Auerbachichara collacera* said. *Auer. Starozhilovae* kis. *Stellatochara donbassica* Dem. *Tolivella (Maslovichara) elliptica* Dem.

Толщина триасовых отложений в среднем равна 629,6 м и колеблется от 175 м (скв. Wtp4 Западно-Тепловское поднятие) до 1034м (скв. Tok65 Токаревское поднятие).

Юрская система – J

Отложения юрской системы широко развиты в разрезе месторождения и нерасчленены.

Юрские отложения с размывом залегают на терригенных породах триасового возраста и перекрыты толщей темно-серых глин мелового возраста.

Юрские отложения представлены терригенной толщей, в нижней части наблюдается переслаивание рыхлых, разнозернистых, кварцевых песчаников, глинистых песков и алевролитов. Верхняя часть разреза сложена песчаниками зеленовато-серыми, разнозернистыми, кварцево-глауконитовыми, с базальным кальцитовым цементом, редкими прослоями известняка.

Толщина юрских отложений в среднем равна 208,7 м и изменяется от 25 м (скв. Tsg44_1 Цыгановское поднятие) до 470 м (скв. Tok5 Токаревское поднятие).

Меловая система – К

Отложения меловой системы вскрыты всеми скважинами, пробуренные на

месторождении и представлены в объеме нижнего и верхнего отделов. Выделены меловые отложения по сопоставлению с разрезами сопредельных площадей, где они фаунистически охарактеризованы. Вследствие отсутствия палеонтологических определений по данной части разреза не представляется возможным расчленение отделов на ярусы.

Нижний отдел - К₁

Нижний отдел представлен всеми подразделениями от готеривского по альбский ярус включительно.

Нижнемеловые отложения сложены глинами темно-серыми, серыми, уплотненными, известковистыми с редкими прослоями темно-серых, кварцевых, мелкозернистых, плотных, глинистых песчаников.

Фаунистически возраст отложений нижнего мела (апт-баррем) определен в скважине Tr139 Тепловское поднятие по микрофаунам: *Haplophragmoides rosaceus* Subb. *Milliammina mjatlukae* Dain *Hyperammina aptica* Dampel *Gaudryina* aff. *Filiformis* Berth. *Haplophragmoides variabilis* Mjatliuk. *Marginulina robusta* Reus *Quiqueloculina infracretacea* Kuznetzoba *Citharina* aff. *Harpa* Rormer *Hoeglundina reticulata* Reuss.

Толщина нижнемеловых отложений в разрезе месторождений Тепловско-Токаревское в среднем составляет 205,8м и изменяется от 50 м (скв. Wtp2 Западно-Тепловское поднятие) до 487 м (скв. Tsg27 Цыгановское поднятие).

Верхний отдел –К₂

Верхнемеловые отложения залегают с разрывом на породах нижнего мела и сложены они мергелями белыми, светло-серыми, пелитоморфными, плотными с прослоями писчего мела, серых известковистых глин и мелоподобных известняков.

Толщина верхнемеловых отложений в разрезе месторождений Тепловско-Токаревское в среднем составляет 173,1м и изменяется от 12 м (скв. Egr30 Восточно-Гремячинское поднятие) до 409,8 м (скв. Gtm2_1 Гремячинское поднятие).

Кайнозойский комплекс – KZ

Неоген-четвертичная система – N+Q

Неразделенные неоген-четвертичные отложения представлены переслаиванием глин, песков, песчаников, суглинков. Глины желтовато-бурые, пластичные, известковистые, в различной степени алевроитистые. Пески и песчаники глинистые, алевроитистые, разномзернистые, полимиктовые, слабосцементированные. Толщина неоген-четвертичных отложений в разрезе месторождений Тепловско-Токаревское в среднем составляет 58м и изменяется от 15 м (скв. Egr9 Восточно-Гремячинское поднятие) до 145 м (скв. Tok65 Токаревское поднятие).

В тектоническом отношении рассматриваемая территория Тепловско-Токаревское

месторождение расположена в зоне сочленения Волго-Уральской антеклизы и Прикаспийской впадины, в пределах ее Северной бортовой зоны (СБЗ), которая имеет протяженность более 300 км (рис. 1.17).

По блоковому фундаменту здесь выделяется ряд выступов и прогибов. По поверхности фундамента крупным структурным элементом является Карповский выступ, представляющий собой восточное окончание Жигулевско-Пугачевского свода (рис.1.17). Карповский выступ протягивается в субширотном направлении. Поверхность фундамента в его пределах погружается в южном и восточном направлениях от отметок 4,5 км до 6,0 км и более.

Строение подсолевой части осадочного чехла в бортовой зоне характеризуется общим моноклинальным погружением пород в южном направлении, осложненным ступенями, соответствующими бортовым уступам.



Рис. 1.17 - Тектоническая схема фундамента района работ (СБЗ)

Основная роль в формировании структуры осадочного чехла района принадлежит седиментационным процессам. Ими обусловлены специфичные структуры - карбонатные бортовые уступы, представляющие собой высокоамплитудные крутонаклонные перепады поверхности карбонатных отложений на границе смены нормально-морской седиментации-депрессивной. В пределах изучаемой территории выделяются три разновозрастных бортовых уступа, занимающих в плане различные положения, это: верхнедевонско-турнейский, визейско-башкирский и московско-артинский.

Бортовые уступы двух ранних эпох смещены на юг по отношению к московско-артинскому, которому в плане по более древним комплексам соответствует

моноклинальное погружение. На завершающей стадии карбонатной седиментации вдоль кромки московско-артинского бортового уступа сформировалась цепочка линейно вытянутых органогенных построек Тепловско-Токаревская рифогенная зона. Неглубокими пониженными участками барьерный риф разделен на локальные структуры.

Тепловско-Токаревская структура, выделяемая по пермскому бортовому уступу и включающая структуры Токаревская, Цыгановская, Ульяновская, Гремячинская, Восточно-Гремячинская, Западно-Тепловская, Тепловская, приурочена к южной границе Карповского выступа. При этом структуры Каменская и Южно-Гремячинская расположены в межуступной части, ограниченной с севера нижнепермским и с юга – визейско-башкирским бортовыми уступами.

Для подсчета запасов 1991 года были выполнены структурные карты по основным отражающим горизонтам (П1, S), отстроены по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 1974г.: «П1» – (кровля артинского горизонта нижней перми - P1k ar); «S» – (кровля филипповского горизонта нижней перми - P1k fl)

В 2023 г. ТОО «Reservoir Evaluation Services» был выполнен отчет на основе переобработки и переинтерпретации имеющихся данных сейсморазведки 2Д (в объеме 840 пог.км по восточной части ТТГМ) и 3Д (в объеме 325 км² по западной части ТТГМ, и 116 км² по Меловой площади), отработанных в пределах Каменско-Тепловско-Токаревской группы месторождений (КТТГМ), а также их интегрированной со скважинными данными структурной и динамической переинтерпретации. В результате работ было выделено 7 сейсмических горизонтов: III – кровля юрских отложений; V – кровля триасовых отложений; VI – кровля кунгурских отложений; P2kl – кровля калиновских карбонатов; S – кровля подсолевых отложений, филипповских ангидритов; П1 – кровля артинских отложений P1ar; П2 – кровля верейских отложений C2vr.

Ниже дается подробное описание и отличительные от ранних представлений характеристики структурных карт по основному артинскому горизонту для каждой площади.

На Токаревской площади по поверхности артинского яруса в контуре замкнутой изогипсы минус 2800 вырисовывается сложной изометричной формы поднятие с видимым сводом в северной части исследуемого участка на глубине 2650 м. Все три свода по изолинии -2800 м, выделенные на карте Подсчета запасов 1991 г. представляются по новым построениям в виде структурных носов и ответвлений от основного северного поднятия (Карповского) и, при этом, частью обособливающих и окаймляющих кромку бортового уступа, поднятий. Вероятно, разница в положении флюидалных контактов в разных частях участка обусловлена, наряду с латеральной изменчивостью коллекторов, сложными

структурно-тектоническими условиями их залегания.

Размеры западного поднятия по изогипсе -2750 м составляют 4,3х0,75 км. Длина восточной извилистой части Токаревского участка по прямой линии равна 8,7 км при ширине 0,5 км. Высота структуры здесь (у кромки) 50-100 м.

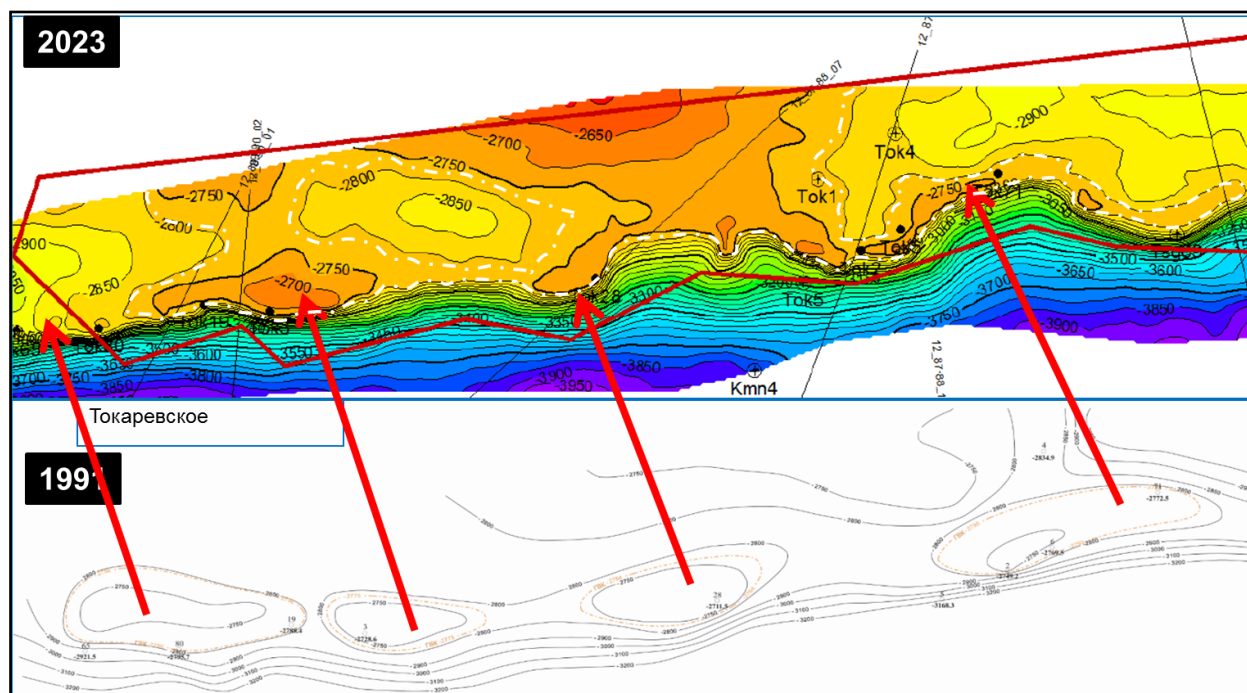


Рис. 1.18 - Структурная карта Токаревской площади по отражающему горизонту P1ar

Что касается отличий представленных на рисунке 2.1.2 построений, то в новой версии скважины 19 и 3 оказались в пределах одного (восточного) поднятия; восточный купол центрального поднятия на карте старой версии в новой - является западным структурным носом Карповского поднятия, а западное поднятие в старой версии, в новой является восточным структурным носом, который фрагментарно по изолинии -2800 м окаймляет кромку борта.

Цыгановский участок по поверхности артинского яруса по изогипсе -2850м является восточным продолжением Токаревской группы структур. В отличие от старых построений, структура по изолинии -2800 м разбивается на три маленьких по размерам поднятия (рис. 2.1.3).

Между Цыгановским и соседним Ульяновским участком, на глубине 2900м выделяется поднятие размерами 2,0х0,4 км и высотой 50 м. Это поднятие гипсометрически больше относится к Ульяновской площади.

На площади Ульяновская по отражающему горизонту P1ar по новым построениям в границах изогипсы - 2900 м выделяется два разноразмерных поднятия: западное и восточное.

Западное поднятие имеет размеры 3,1х0,6 км и высоту более 100 м. Восточное поднятие осложнено двумя сводами на -2750 м, имеет размеры в длину 6,8 и ширину от 0,6

до 1,2 км, высота поднятия 100-150 м в границах замкнутой изогипсы - 2900 м. С востока вырисовывается также небольшое поднятие амплитудой около 50 м и размерами 1,8х0,4 км.

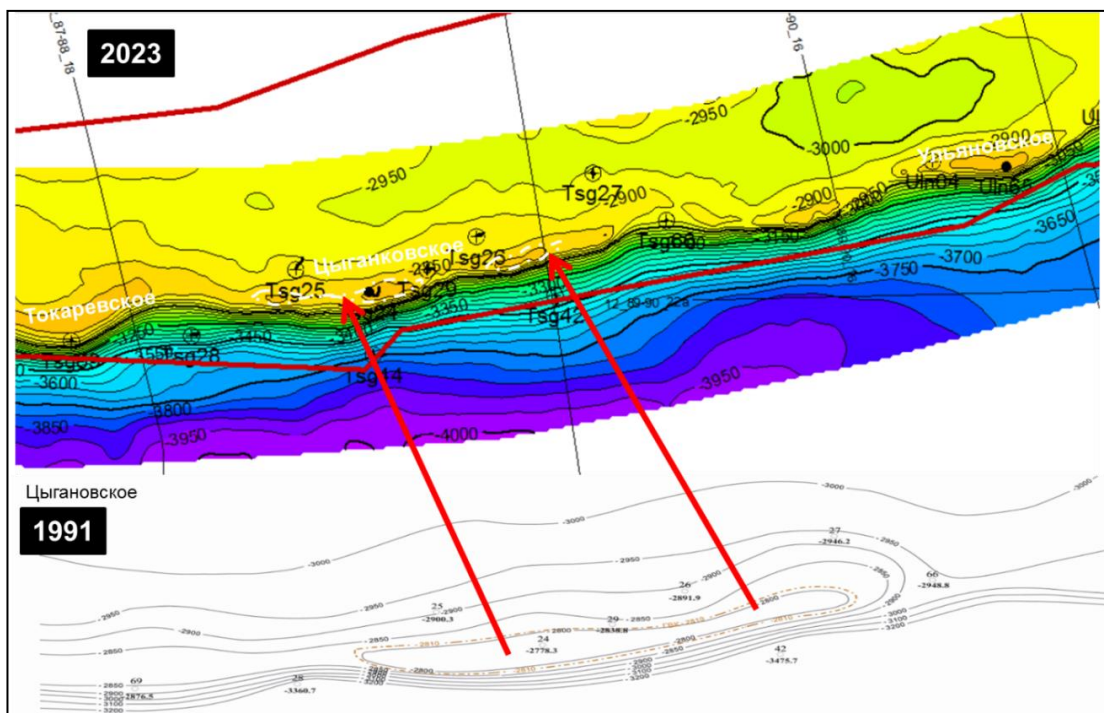


Рис. 1.19 - Структурные карты Цыгановской структуры по отражающему горизонту P1ar

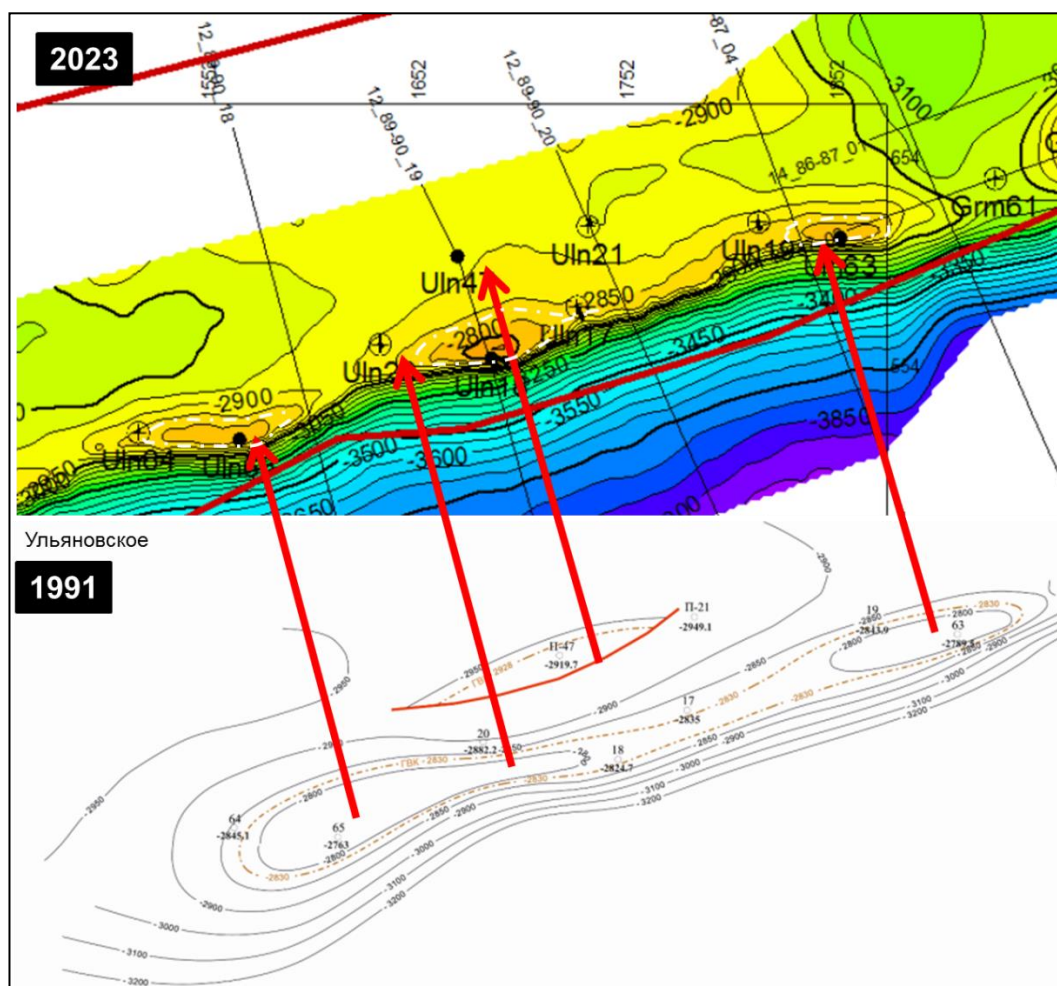


Рис. 1.19 - Структурные карты Ульяновской структуры по отражающему горизонту P1ar

Относительно старых построений (рис. 2.1.4), где структура вырисовывается единым поднятием по изогипсе -2850 м, на настоящей карте структура разделяется на этой глубине на два поднятия.

По кровле артинского яруса структура Гремячинская представляет собой цепочку разноуровневых брахиформных поднятий - западное поднятие оконтуривается по изогипсе -2900 м, центральное и восточное оконтуриваются по изогипсе -2850 м. При этом центральное и восточные поднятия составляют единую цепь с соседними с востока структурами на глубине 2900 м.

По замкнутой изогипсе – 2850 м структура имеет длину 14,0 км, ширину от 0,5 до 1,2 км. Высоты поднятий достигают от 100 до 150 м.

Сравнительно построений 1991 г., по новым построениям в пределах восточного поднятия обозначился относительно погруженный второй купол на глубине 2800м (рис. 1.20).

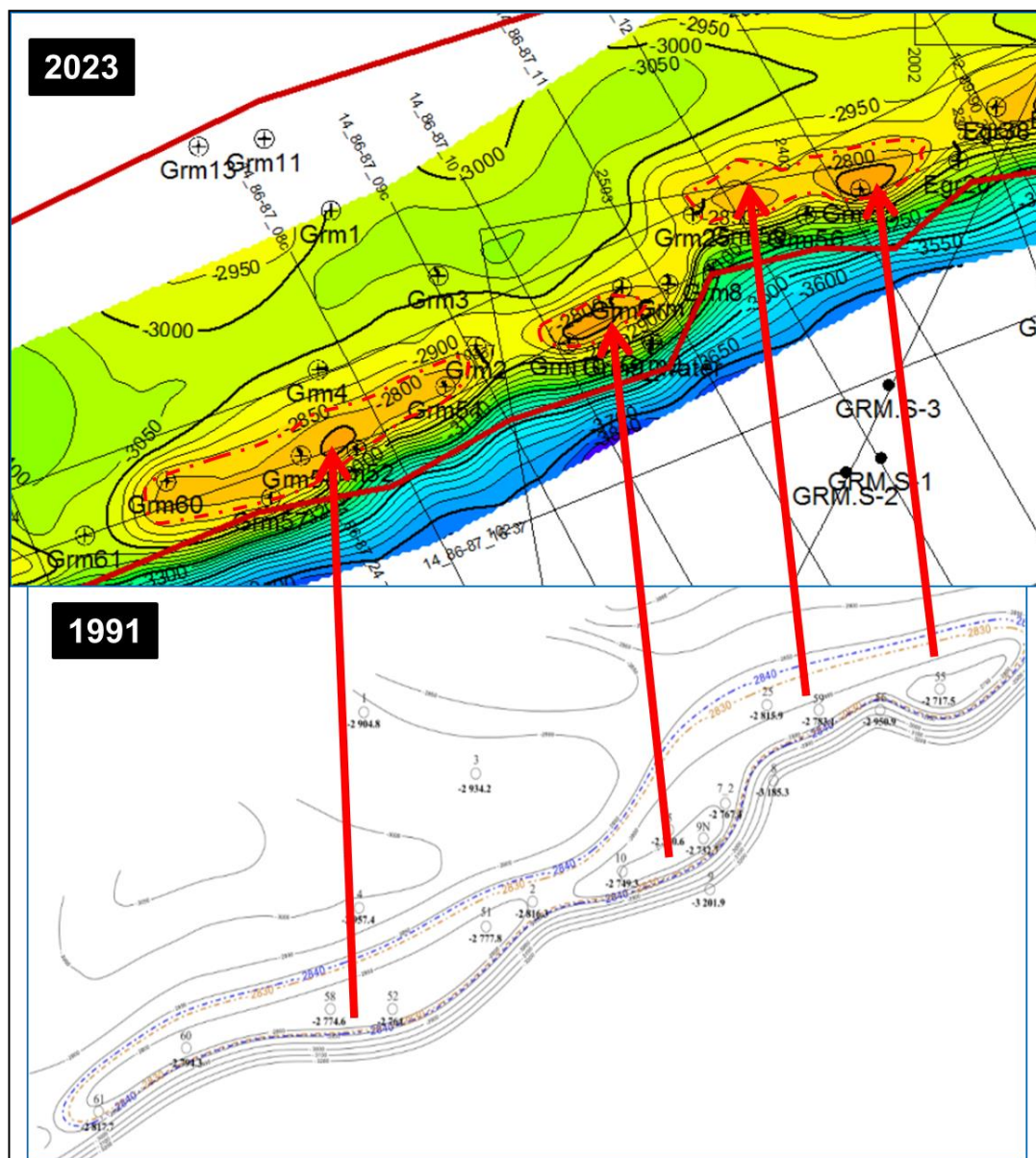


Рис. 1.20 - Структурные карты Гремячинской структуры по отражающему горизонту P1ar

На Восточно-Гремячинской площади выделяется небольшая брахиформная структура с одним сводом на глубине -2700 м, которая замыкается по изогипсе -2850 м (рис. 1.21). Размеры структуры по изолинии -2800 м составляет 2,1х0,6 км, высота достигает 100 м. По старым построениям длина структуры с учетом восточной периклинали соседней Западно-Тепловской структуры (которую ранее отнесли к Восточно-Гремячинской структуре) составляла 5,6 км.

Водонефтяные контакты соседних месторождений близки, возможно, они имеют общую гидродинамическую систему.

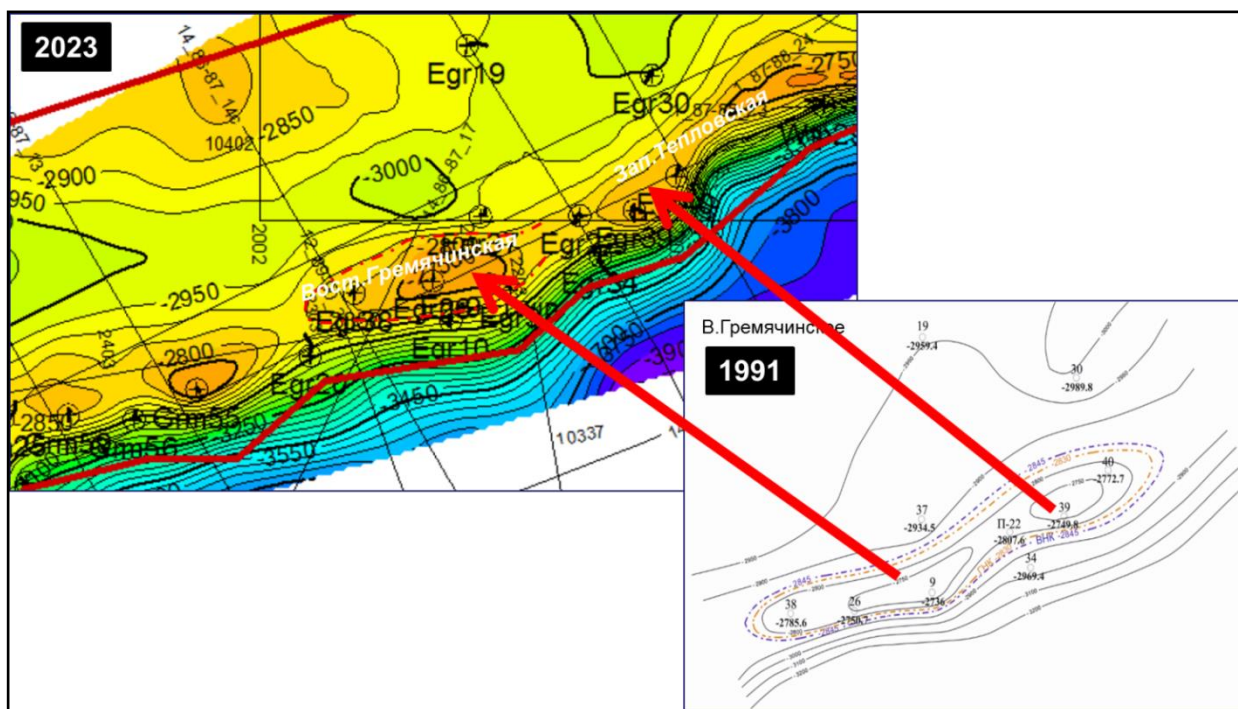


Рис. 1.22 - Структурные карты Восточно-Гремячинской структуры по отражающему горизонту P1ar

На рис. 1.23 представлено сравнение структурных планов кровли артинского горизонта Западно-Тепловской площади. Практически строение и размеры структуры не изменилось, за исключением детализации сводовых частей поднятия.

Размеры Западно-Тепловского выступа по замкнутой изогипсе минус 2800 м составляют 14,1х0,5-2,0 км и высотой до 100-150 м. Сводовые части находятся на глубине 2650-2700 м. Восточную периклинальную оконечность структуры вскрывает скважина В. Гремячинская 40.

Тепловская площадь на новой структурной карте (2023) по кровле артинского яруса объединяется с соседней Западно-Тепловской структурой по изолинии 2900 м (Рис. 2.8). Состоит она из двух поднятий: западного, и восточного, оконтуривающихся изогипсой 2850 м. Западное поднятие, в свою очередь, имеют по два локальных свода, высота западного более погруженного поднятия составляет 50 м. Восточное поднятие имеет высоту 100 м. Размеры Тепловской структуры по изолинии 2875 м составляет 9,2 км в длину и от 1 до 2 км в ширину.

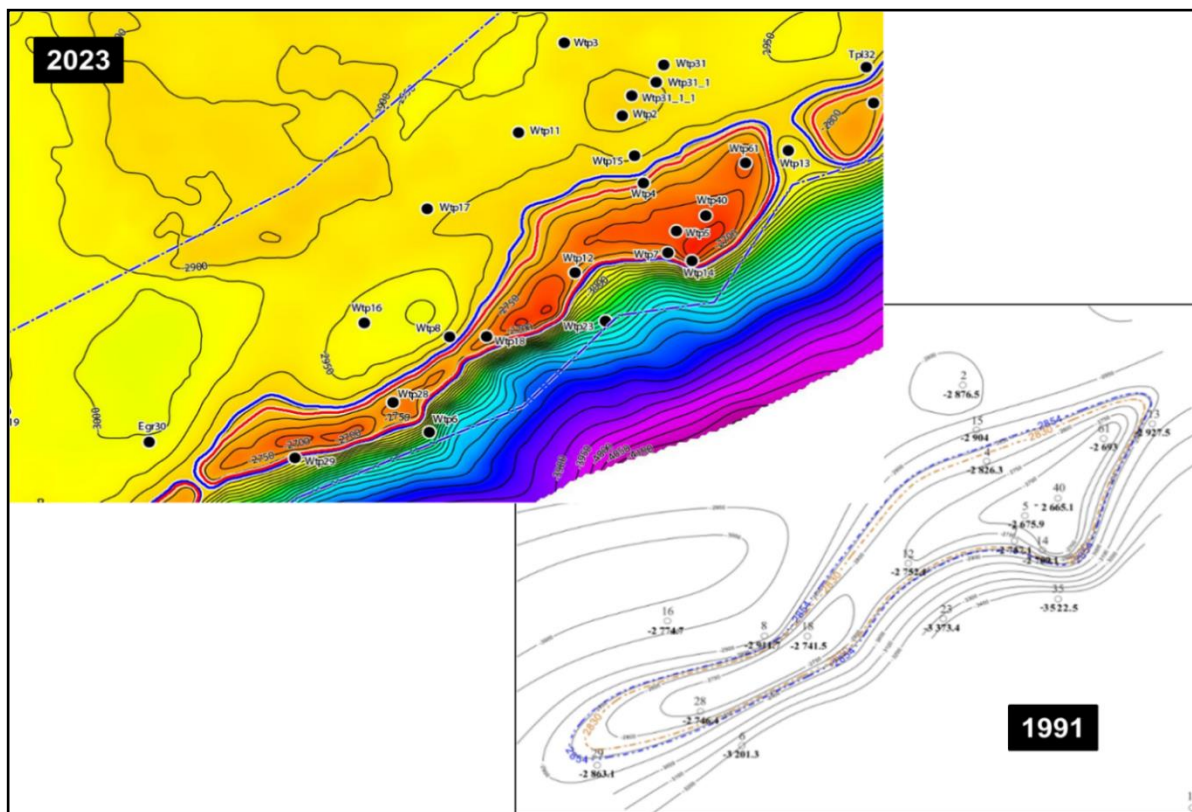


Рис. 1.23 - Структурные карты Западно-Тепловской структуры по отражающему горизонту P1ar

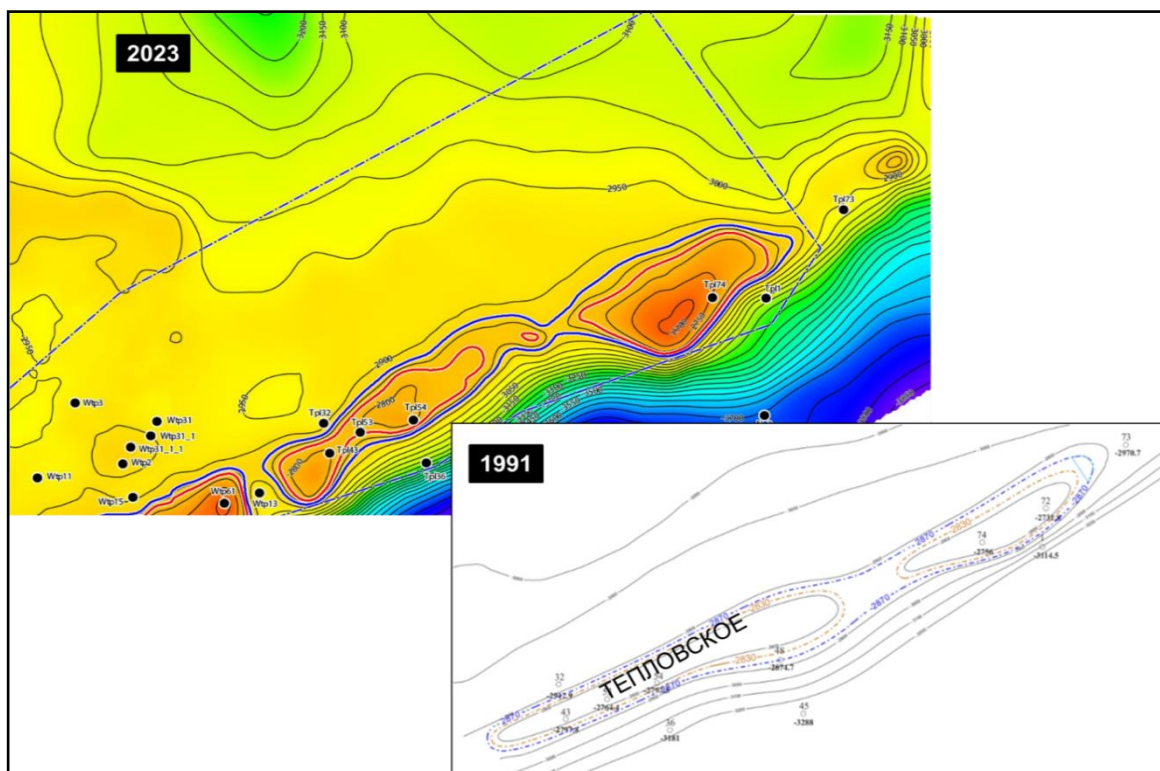


Рис. 1.24 - Структурные карты Тепловской структуры по отражающему горизонту P1ar

По сравнению с ранними построениями (ПЗ-1991 г.), участок в районе междупольной центральной и восточной зоны несколько расширяется по изогипсе 2870 м в северо-западном и юго-восточном направлениях. Незначительно изменяется конфигурация оконтуривающих структуру изолиний также на юге восточного свода. Учитывая, что водонефтяной контакт артинского продуктивного горизонта Тепловского

месторождения принята на глубине – 2870 м, можно ожидать увеличения величин запасов углеводородов за счет увеличения площади залежи.

Структурная карта по отражающему сейсмическому горизонту S характеризует строение филипповских продуктивных горизонтов. На новой карте в пределах участка Токаревское поверхность горизонта моноклинально погружается в южном направлении, Крутая часть бортового склона находится на отметках глубин 2800-3700 м. Максимально приподнятая часть отмечается на глубине 2450 м. На старой же карте вырисовывается на глубине 2750 м антиклинальное поднятие с тремя куполами. Это объясняется тем, что эта зона интерпретировалась по краевым частям профилей. (рис.1.25)

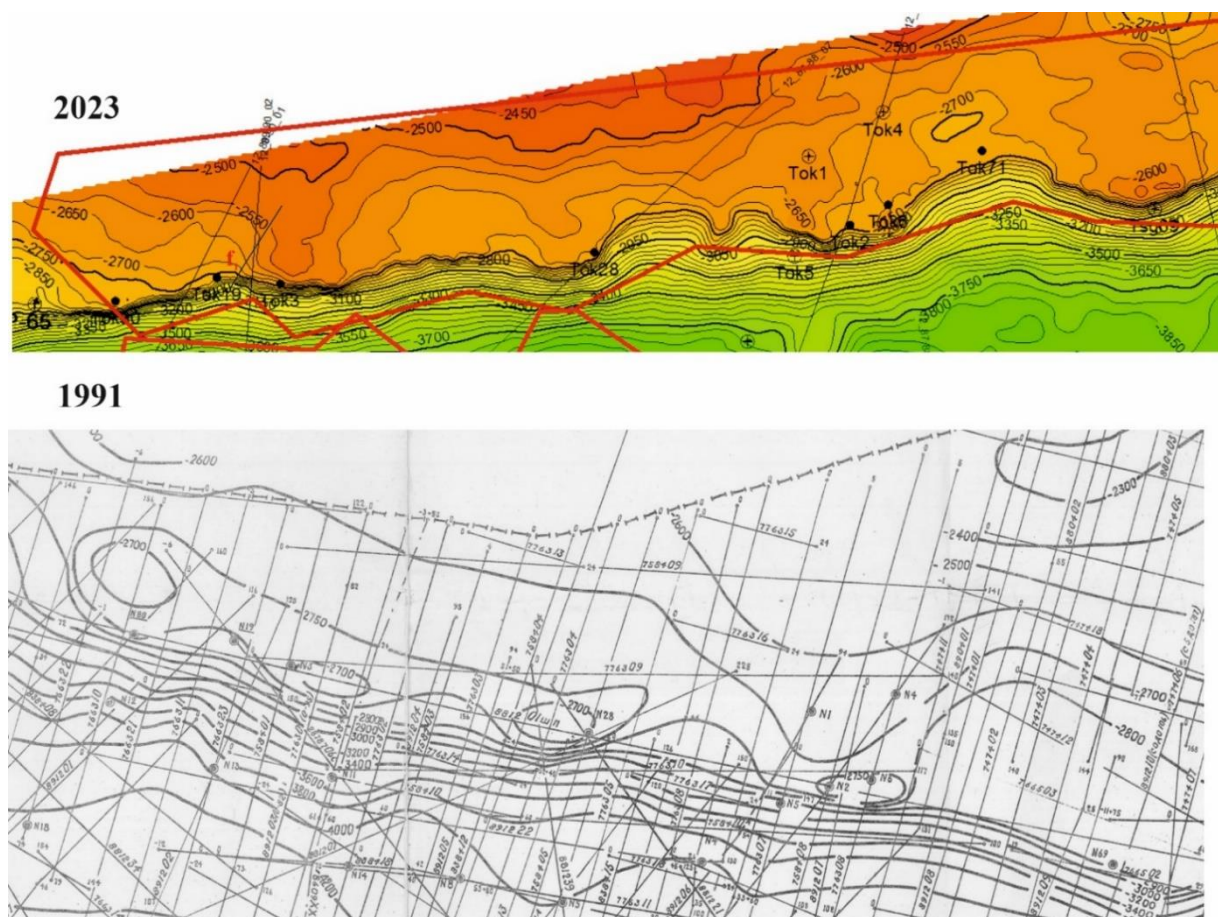


Рис. 1.25 - Структурная карта Токаревской площади по отражающему горизонту S (кровля подсольевых отложений, филипповских ангидритов)

Далее, в восточном направлении, по линии Цыганковское-Тепловское появляются отдельные небольшие относительно малоамплитудные (50 м) локальные поднятия и чем восточнее, тем больше размеры этих поднятий, что наблюдается и на старой структурной карте горизонта.

Полученные качественные материалы как на структурном, так и на динамическом уровнях, значительно уточнили строение Тепловско-Токаревского месторождения. Удалось получить достаточно обоснованные структурные построения как по кровле филипповского горизонта, так и по кровле артинского яруса. Совпадение сводовых частей

построек с яркими аномалиями на картах атрибутов, также является косвенным подтверждением надежности выполненных построений.

За основу настоящей работы принимаются структурные карты по артинскому продуктивному горизонту и по филипповскому продуктивному горизонту, полученные по результатам переобработки и переинтерпретации имеющихся данных сейсморазведки 2Д и 3Д (граф. прил. 1-3).

Нефтегазоносность. Тепловско – Токаревское месторождение связано с органогенными постройками, осложняющими нижнепермский бортовой уступ.

В ходе поисково-разведочных работ в пределах нижнепермского бортового уступа было выявлено и разведано семь поднятий: Токаревское, Цыгановское, Ульяновское, Гермячинское, Восточно-Гермячинское, Западно-Тепловское и Тепловское.

Залежи приурочены к отложениям артинского яруса и участкам развития коллекторов в доломитовых пластах карбонатно – сульфатного филипповского горизонта кунгурского яруса.

По типу ловушки залежи в отложениях артинского возраста являются массивными рифовыми, а в филипповском горизонте пластовыми литологическими развитыми на северных склонах вдоль бортовых поднятиях. На Западно-Тепловском, Гермячинском, Ульяновском поднятиях их продуктивность доказана опробованием.

Месторождение по артинской залежи в западной зоне (Токаревское, Цыгановское, Ульяновское поднятий) по характеру насыщений являются газовыми с невысокими содержаниями конденсата 37,9 г/м³ в среднем. По восточной зоне (Гермячинское, Восточно – Гермячинское, Западно-Тепловское и Тепловское поднятий) являются нефтегазоконденсатными с нефтяной оторочкой от 10 до 40 м и содержанием конденсата в газе составляет в среднем 174,6 г/м³.

Залежи филипповских отложений по характеру насыщения являются газовыми с содержанием конденсата в среднем в западной зоне месторождения составляет 88 г/м³, а в восточной зоне 212,1 г/м³.

При обосновании контактов использованы результаты опробования и оценка характера насыщения коллекторов по комплексу геолого-геофизических исследований скважин.

Артинская залежь

Рассматривая Тепловско-Токаревское месторождение артинской залежи, можно отметить следующее: с запада на восток отмечается постепенное понижение контактов «углеводороды-воды»: район скважины 28 (Токаревское) – 2765 м до -2870 м (Тепловское). Высоты залежей газа изменяются без видимых закономерностей от 15 до 151 м. наряду с

этим с запада на восток отмечается утяжеление пластового газа, увеличение содержания конденсата от 5 до 206 г/м³, появление и увеличение толщины нефтяной оторочки с 10 до 40м.

Отмеченные закономерности предполагают формирование цепочки поднятий за счет перемещения флюидов вдоль нее, что в свою очередь свидетельствует о непрерывности цепочки и отсутствии глубоких разрывов между отдельными поднятиями.

При обосновании контактов участвовали данные опробования и данные интерпретации ГИС. Для каждого поднятия контакты приняты по отдельности.

Тепловское поднятие. Продуктивность залежи установлена опробованием четырех скважин: Trp1 43, Trp1 53, Trp1 54, Trp1 74.

В скважине Trp174 при опробовании интервалов 2957-2966 (-2872,5-2881,4) м был получен приток воды. Из интервала 2927-2935 (-2842,6-2850,6) м получен промышленный газ и нефти с дебитами 109,61 тыс. м³/сут и 89,64 м³/сут соответственно. Из интервалов опробования (-2800,8-2805,8) м, 2862-2867 (-2777,9-2782,9) м, 2839-2843 (-2755,0-2759) м, 2843-2858 (-2764-2773,9) м дострел к интервалу 2839-2848(-2755,0-2759) м получены притоки газа и конденсата.

В скважине Trp172 при испытании интервала 2990-3001 (-2874,2-2885,2) м получено нефтепроявление и вода дебитом 10,91 м³/сут. Из интервалов опробования 2852-2858 (-2736,2-2742,2) м, 2870-2875 (-2754,2-2759,2) м, 2876-2880 (-2760,2-2764,2) м, 2885-2891 (-2769,2-2775,2) м, 2897-2903 (-2781,2-2787,2) м, 2907-2912 (-2791,2-2796,2) м, 2937-2955 (-2821,2-2839,2) м получены притоки газоконденсата ($Q_{г}=138$ тыс. м³/сут и $Q_{к}=23,05$ м³/сут) и нефти и воды ($Q_{н}=28,2$ м³/сут и $Q_{в}=0,7$ м³/сут) при диаметре штуцера 6,4 мм

При опробовании скважины Trp143 в интервале 2962-2967 (-2839,1-2844,1) м получен не большой притоки нефти. При опробовании интервала 2921-2943 (-2798,2-2820,1) м м получен приток газа и конденсата.

При опробовании скважины Trp153_1 в интервале 2937-2954 (2819,4 - 2836,4) м получен не большой притоки нефти. При опробовании интервала 2906-2910 (-2788,4-2792,4) м, 2913,5-2919 (-2795,9-2801,4) м получен приток газа и конденсата.

В скважине Trp154 испытанный интервал 2912-2920 (-2798,2-2806,2) м после проведения СКО дал приток газа и конденсата. При опробовании интервалов 2958-2965 (-2844,2-2851,2) м (01.08.-14.09.1980 г.) и 2922-2930 (-2808,2-2816,2) м (15.02.23.09.1980 г.) притока не получено.

В скважине Trp132 получена вода из интервалов опробования 3038-3052 (-2921,8-2926,6) м 3053-3058 (-2927,6-2932,6) м.

По данным интерпретации ГИС в скважинах Trp172 и Trp174 уверенно отбивается

контакт газ – нефть на абсолютной отметке -2830,3 м, -2829,7 м, -2829,7 м. Самые низкие отметки нефтенасыщенных коллекторов выделяются в скважинах Трл54, Трл72 на отметке -2830,1 м, -2868,8 м, 2870,2 м, а самые высокие отметки водонасыщенных коллекторов в скважинах Трл53_1, Трл74 на отметке -2874,0 м, -2872,6м.

Учитывая данные опробования и ГИС ГНК принят на отметке -2830 м, а ВНК – на отметке -2870 м по подошве нефтенасыщенного коллектора скважины Трл72.

С учетом принятых ВНК и ГНК высота газовой и нефтяной частей составляют соответственно 74 и 40 м. Площадь нефтеносности равна 10358 тыс. м², а газоносности 7160 тыс. м² (граф. прил. 22).

Продуктивность Западно-Тепловского поднятия установлена по результатам опробования скважин шести скважин: Wtp5, Wtp7, Wtp12, Wtp14, Wtp18, Wtp28.

По результатам опробования самыми низкими получения безводных притоков нефти является отметка -2842,5 м. -2850,8 м. в скважине Wtp7 и Wtp18, а самой низкой отметки получения газа -2811,5 м в скважине Wtp7 и верхней отметки получения нефти – 2834,5 м. в скважине Wtp7.

По данным ГИС в скважинах Wtp4, Wtp12 отбивается ГНК на абсолютных отметках -2830,3 м, -2829,8 м. В скважинах Wtp7, Wtp12, Wtp14, Wtp28, Wtp61 уверенно отбивается контакт нефть – вода на абсолютных отметках -2853,6 м, -2853,8 м, -2853,1 м, -2854,6 м, -2854,1м.

Учитывая данные опробования и ГИС ГНК принят на отметке -2830 м, ВНК на отметке -2854,0 м.

С учетом принятых ВНК и ГНК высота газовой и нефтяной частей составляют соответственно 154 и 30 м. Площадь нефтеносности равна 8370 тыс. м², а газоносности 6430 тыс. м² (граф. прил. 22).

Поднятие Восточно-Гремячинское.

Продуктивная часть опробована в четырех скважинах Egr9, Egr26_1, Egr39, Egr40.

По результатам опробования самыми низкими получения безводных притоков нефти является отметка -2839,6 м в скважине Egr39, а самой низкой отметки получения газа -2827,6 м в скважине Egr39 и верхней отметки получения нефти – 2832,6 м. в скважине Egr39.

По результатам интерпретации ГИС в скважинах Egr40, Egr39, Egr38_1 Egr9 уверенно отбивается контакт газ – нефть на отметках -2829,0 м, 2829,8 м, 2830,4 м, 2828,8 м соответственно. В скважинах Egr40, Egr39, Egr26_1, Egr9 подошва нефтенасыщенных коллекторов выделяются до абсолютных отметок -2844,3 м, -2844,0 м, -2844 м, -2843, а водонасыщенные с отметок -2844,6 м, -2847,6 м, -2847,6 м, -2848,5 м соответственно

Учитывая, вышеприведенные данные ГНК принят в диапазоне отметок -2829-2830 м, ВНК на отметке -2844 м.

При принятых положениях ГНК и ВНК высоты газовой и нефтяной частей составляют соответственно 97 и 14 м. Площадь газоносности равна 2985 тыс.м², а нефтеносности – 3940 тыс.м² (граф. прил. 22).

Продуктивность залежи Гремячинского поднятия доказана опробованием скважин двенадцати скважин.

Единственный промышленный приток нефти получен в скважине Ggm59 из интервала 2937-2950 (-2829,0-2842,0) м, где дебит ее составил 24,3 м³/сут и дебит воды составил 7,3 м³/сут через 8 мм. штуцер.

Незначительные приток безводной нефти получены в скважинах Ggm51 и Ggm58 из интервалов 2915-2925 (-2824,2-2834,2) м и 2882-2890 м, 2899-2905 (-2808,6-2816,6, -2825,6-2831,6) м.

В скважинах Ggm5, Ggm10, Ggm25 в которых вскрыта продуктивная и водоносная части разреза, получены слабые притоки нефти с водой.

В скважине 51 в интервале 2930-2940 (-2839,2-2849,2) м получен приток чистой воды.

В скважинах Ggm 58, Ggm 59 по материалам ГИС на абсолютных отметках -2829,8 м и 2830,0 м отбивается контакт газ – нефть. В скважинах Ggm 2 и Ggm 59 ВНК по ГИС определен на отметке -2840,0 м и 2840,0 м. В скважинах Ggm5, Ggm7, Ggm10, Ggm52, Ggm58 нефтенасыщенные коллекторы выделены до отметок -2839,8 м, -2840,4 м, -2839,3 м, -2840,0 м, -2840,1 м, а водонасыщенные – с отметок -2840,2 м, -2842,5 м, -2839,5 м, 2843,7 м, 2840,4 м соответственно.

Таким образом, учитывая вышеприведенные данные положение ВНК принят на отметке -2840 м, а ГНК отметке -2830м.

Высота газовой части залежи равна 113м, а нефтяной 10 м. Площади газо – и нефтеносности равны 9125 тыс. м² и 9935 тыс. м² (граф. прил. 22).

Ульяновское поднятие.

Газовая залежь Ульяновского поднятия осложнена тектоническим нарушением F₇. Скважины Uln63, Uln65 расположены на юге от разлома, а скважина Uln47 на севере от разлома F₇. Залежь доказана опробованием трех скважин Uln63, Uln65 и Uln47.

При опробовании скважины Uln63 самая низкая отметка получения газа и конденсата на абсолютной отметке -2819,7 м, в скважине Uln65 на отметке -2830,4 м, а в скважине Uln47 получен приток газа и нефтеконденсата с абсолютной отметки -2922,0 до -2946,0 м

По результатам ГИС в скважинах в скважинах Uln63 и Uln65 подошва газонасыщенных коллекторов выделены до отметок -2828,1 м и 2829,6 м, а водонасыщенные коллектора с отметки -2831,7 м в скважине Uln63. В скважине Uln47 подошва газонасыщенного коллектора отбивается на отметке -2424,4 м, а водонасыщенные коллектора с отметки -2927,6 м.

Учитывая вышеприведенные данные ГВК в р-не скв. Uln63 и Uln65 принят на отметке -2830 м по подошве газонасыщенного коллектора скважины Uln65 (-2829,6 м.), ГВК в районе скважины Uln47 принят на отметке -2928 м (граф. прил. 22).

Цыгановское поднятие.

Единственный приток газа получен в скважине Tsg24 из кровельной части залежи.

В январе 1977 года в интервале опробования 2965-2981 (-2826,8-2842,6) м получена вода с дебитом 1,0 м³/сут. В августе того же года из интервала 2941-2960 (-2803,8-2821,8) м получена вода с пленкой нефти, дебит воды составил 2,34 м³/сут. При опробовании интервала 2925-2932 (-2787,3-2794,2) м получен слабый приток газа с дебитом 10-15 м³/сут. На этом же интервале было проведено соляно-кислотная обработка при котором получен дебит газа 12,6 тыс. м³/сут.

По данным ГИС подошва газа выделено до отметки -2792,6 м, а кровля воды с отметки -2810,8 м. Учитывая данные опробования и ГИС ГВК принят на отметке -2810 м по кровле водонасыщенного пласта. Высота газовой части равна 32м, а площадь газоносности 815 тыс. м² (граф. прил. 22).

На Токаревском поднятии структура осложнена тектоническими нарушениями F₄, F₅, F₆, f₁.

Залежь в районе скважин Tok2_1, Tok6 и Tok71 оконтурена по данным опробования и ГИС.

В скважине Tok2_1 опробованы интервалы 2942-2952 (-2786,0-2796,0) м, 2905-2938 (-2749,0-2782,0) м, где получены притоки газа, конденсата и воды: Q_г составил 94,3 тыс. м³/сут и 111,2 тыс. м³/сут, Q_к – 6,6 м³/сут и 4,3 м³/сут, Q_в – 26,4 м³/сут и 2,5 м³/сут.

В период с августа по октябрь 1983 года в скважине Tok6 при опробовании интервалов 2952-2958 (-2815,6-2821,6) м, 2939-2947 (-2802,6-2810,6) м, 2927-2935 (-2790,6-2798,6) м получены дебиты воды от 0,92 м³/сут до 31,2 м³/сут. В октябре 1983 года опробованный интервал 2906-2912 (-2769,7-2775,7) м дал газопроявление Q=1,5 тыс. м³/сут. на этом же интервале после проведения СКО получен дебит газа 21,1 тыс. м³/сут и конденсата 1,27 м³/сут.

По ГИС в скважине Tok2_1 уверенно отбивается ГВК на отметке -2789,6 м. В скважинах Tok6, Tok71 подошва газа выделяется до абсолютных отметок -2781,7, -2781,2

м, а вода с отметок -2790,0 м, -2790,1 м.

Залежь, оконтуренная в районе скважины Tok28_2 подтверждена данными опробования.

В скважине Tok28_2 опробованные интервалы 2960-2971 (-2804,2-2815,2) м, 2933-2940 (-2777,2-2784,2) м дали приток пластовой воды с дебитами 0,14 м³/сут и 2,48 м³/сут. В интервале 2914-2921 (-2758,2-2765,2) м было проведено СКО в результате получен газ с дебитом 200,58 тыс.м³/сут и дебит конденсата 7,45 м³/сут. В интервалах 2886-2895 (-2730,2-2739,2) м, 2881-2886 (-2775,2-2730,2) м притока не получили. В результате дострела 2868-2875 (-2712,2-2719,2) м получен пульсирующий фонтанный приток газа с дебитом составляет 7,5 тыс.м³/сут. По ГИС ГВК отбивается на отметке -2765,4 м.

Учитывая данные опробования и, ГИС ГВК принят на отметке -2765 м.

Залежь в районе скважины Tok3 доказана опробованием. В интервалах опробования 2898-2903 (-2758,4-2763,4) м, 2903-2911 (-2763,4-2771,4) м дострел (2903-2911 м) и 2868-2885,2 (-2728,5-2745,6) м получены дебиты газа от 69,1 тыс.м³/сут до 339,74 тыс. м³/сут, дебит конденсата от 4,1 м³/сут до 13,9 м³/сут. По ГИС подошва газа выделяется до отметки -2774,8 м, а кровля воды с отметки -2778,6 м. ГВК принят на отметке -2775 м по подошве газонасыщенного коллектора.

Залежь, оконтуренная в районе скважины Tok19 доказана опробованием, где из интервала 2907-2912 (-2790,9-2795,9) м (03-22.03.1989 г.) получен газ дебитом 308,9 тыс. м³/сут, конденсата Q=36,5 м³/сут и Q воды 96,4 м³/сут. Из интервала 2953-2962 (-2836,9-2845,9) м и 2925-2929 (-2808,9-2812,9) м получена пластовая вода с дебитом 21,8 м³/сут и 21,03 м³/сут. По ГИС подошва газонасыщенного коллектора выделяется до отметки -2796,3 м, а кровля воды с отметки -2797,7 м. В скважине Tok80 выделены водонасыщенные коллектора с отметки -2795,9 м. ГВК принят на отметке -2796 м.

Высоты залежей на поднятие по разным участкам составляют 15-65м, а площадь газоносности 9850 тыс.м² (граф. прил. 22).

Залежь P₁kfl-II имеет характер насыщения газовый. Залежь доказана в период разведки при опробовании скважин Egr26_1, Grm5, Grm25, Grm60, Uln63, Uln19, Uln17.

При обосновании ГВК по пяти поднятиям Тепловское, Западно – Тепловское, Восточно – Гремячинское, Гремячинское, Ульяновское ГВК принят единым на отметке -2831, а на Токаревском поднятии контакт принят свой на отметке -2790 м.

По результатам опробования самыми низкими получения притоков газа и конденсата является отметка -2819,7 м в скважине Uln63, а самой верхней отметки получения воды -2856,2 м в скважине Grm1.

В скважине Uln20 в интервале 2926-2946 (-2809,5-2829,5) м опробования притока не получено. После выполнения СКО был получен приток воды дебитом 1,48 м³/сут. По данным интерпретации ГИС выделяются газонасыщенные коллектора с -2809,5 м до -2829,5 м. Исходя из этого, скорее всего скважина не до опробована.

По данным интерпретации ГИС в скважинах Wtp4, Egr38_1, Egr26_1, Grm5, Grm25, Grm60, Uln17, Uln19, Uln20, Uln63, выделяются газонасыщенные коллектора до отметок -2789,2 м, -2746,2 м, -2753,5 м, -2743,0 м, -2769,7 м, -2779,5 м, -2798,0 м, -2792,6 м, -2829,5 м, -2779,0 м, соответственно.

В скважинах Grm3_1, Grm4, Uln47 и Uln21 выделены водонасыщенные коллектора с абсолютных отметок -2865,6 м, -2915,2 м, 2882,2 м и -2913,1 м соответственно.

Учитывая данные опробования и ГИС ГВК по пяти поднятиям принят единым на отметке -2830 м по подошве газонасыщенного коллектора скважины Uln20.

Залежь на Токаревском поднятии оконтурена по данным ГИС скважины Tok6, где подошва газонасыщенного коллектора отбивается на отметке -2728,7 м. В скважине Tok4 кровля воды с отметки -2798,2 м. Таким образом, ГВК принят на отметке -2790 м.

Залежь по типу природного резервуара пластовая, с элементами литологического замещения. Площадь газоносности равна 13645 тыс. м² (граф. прил. 24).

Залежь P1kfl-I. Залежь оконтурена по данным интерпретации ГИС и опробованием одной скважины Wtp3 Западно – Тепловского поднятия.

В мае 1975 года в скважине Wtp3 при опробовании интервала 2863-2879 (-2740,4-2756,4) м получен газ с конденсатом дебитом 56,56 тыс. м³/сут и 24,89 м³/сут соответственно. По данным ГИС подошва газонасыщенного пласта фиксируется на отметке -2758,7 м.

В остальных скважинах газонасыщенные коллектора выделены по данным интерпретации ГИС. Самые низкие отметки газонасыщенных коллекторов выделяются в скважинах Uln21, Wtp8 до отметок -2815,2 м, -2822,9 м, а в скважине Egr30 выделяется водонасыщенные коллектора с абсолютной отметки -2844,1 м.

Поскольку в скважинах по данным интерпретации ГИС выделяются лишь газонасыщенные коллектора, то по всем поднятиям ГВК принят единым на отметке -2830 м.

Залежь по типу природного резервуара пластовая, с элементами литологического замещения. Площадь газоносности равна 203830 тыс. м².

1.1.4. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

Залежи Тепловско-Токаревского месторождения приурочены к отложениям

нижнего пермя (залежи P1ar, P1kfl-II, P1kfl-I).

Разрез продуктивной толщи сложен карбонатными породами органогенного генезиса, в основном, доломитового состава.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до десятков метров.

Эффективная толщина в скважине определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов. Следует отметить, что в терригенных коллекторах эффективная толщина всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои.

В таблице 2.2.1 дана характеристика общих, эффективных и газо(нефте)насыщенных толщин залежей выделенных горизонтов.

Залежь P1ar. В разрезе залежи прослеживаются от 1 до 30 пластов. Общая толщина залежи изменяются в широких пределах от 9 м (Ульяновское поднятие скв. Uln 47) до 191,9 м (Тепловское поднятие скв. Trp172). Эффективная толщина изменяется в пределах от 5,8 м (Ульяновское поднятие, Uln47) до 153 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp14), эффективная газонасыщенная толщина – от 3,0 м (Ульяновское поднятие, Uln47) до 127,4 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp61) (таблица 2.2.1).

Залежь P1kfl-II. В разрезе залежи прослеживаются от 1 до 3 пластов. Общая толщина залежи изменяются в пределах от 6,7 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr26_1) до 26,8 м (Гремячинское поднятие скв. Grm25). Эффективная толщина изменяется в пределах от 5,5 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr26_1) до 18,8 м (Ульяновское поднятие, Uln20), эффективная газонасыщенная толщина – от 5,5 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr26_1) до 18,8 м (Ульяновское поднятие, Uln20) (таблица 2.2.1).

Залежь P1kfl-I. В разрезе залежи прослеживаются от 1 до 5 пластов. Общая толщина залежи изменяются в пределах от 3,0 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr19) до 16,4 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp31). Эффективная толщина изменяется в пределах от 3,0 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr19) до 15,2 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp17), эффективная газонасыщенная толщина – от 3,0 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr19) до 15,2 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp17) (таблица 1.1.4.1).

Таблица 1.1.4.1 – Тепловско-Токаревское месторождение. Характеристика толщин залежей

Толщина	Наименование	Зоны пласта			В целом по горизонту
		Газовая	Газо-водная	Газо-нефтеводная	
1	2	3	4	5	6

P1ar					
Тепловское поднятие					
Общая	Средние значение,м			132,0	132,0
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,073	0,073
	Интервал изменения,м			95,7-191,9	95,7-191,9
Эффективная	Средние значение,м			64,8	64,8
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,251	0,251
	Интервал изменения,м			28,0-121,2	28,0-121,2
Газо-насыщенная	Средние значение,м			40,5	40,5
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,361	0,361
	Интервал изменения,м			11,2-73,2	11,2-73,2
Нефте-насыщенная	Средние значение,м			18,4	18,4
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,310	0,310
	Интервал изменения,м			9,6-36,8	9,6-36,8
Западно-Тепловское поднятие					
Общая	Среднее значение,м			124,4	124,4
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,144	0,144
	Интервал изменения,м			35,0-178,2	35,0-178,2
Эффективная	Среднее значение,м			98,1	98,1
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,167	0,167
	Интервал изменения,м			25,0-153,0	25,0-153,0
Газо-насыщенная	Среднее значение,м			71,2	71,2
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,262	0,262
	Интервал изменения,м			5,0-127,4	5,0-127,4
Нефте-насыщенная	Среднее значение,м			14,6	14,6
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,152	0,152
	Интервал изменения,м			2,4-21,2	2,4-21,2
Восточно-Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м			121,0	121,0
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,042	0,042
	Интервал изменения,м			99,6-166,9	99,6-166,9
Эффективная	Среднее значение,м			83,5	83,5
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,124	0,124
	Интервал изменения,м			43,2-126,8	43,2-126,8
Газо-насыщенная	Среднее значение,м			59,6	59,6
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,129	0,129
	Интервал изменения,м			32,2-93,8	32,2-93,8
Нефте-насыщенная	Среднее значение,м			7,7	7,7
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,099	0,099
	Интервал изменения,м			5,2-11,0	5,2-11,0
Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м			99,0	99,0
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,072	0,072
	Интервал изменения,м			31,2-125,8	31,2-125,8
Эффективная	Среднее значение,м			70,7	70,7
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,065	0,065
	Интервал изменения,м			31,2-97,6	31,2-97,6
Газо-насыщенная	Среднее значение,м			45,2	45,2
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,205	0,205
	Интервал изменения,м			14,8-84,2	14,8-84,2
Нефте-насыщенная	Среднее значение,м			6,4	6,4
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,145	0,145
	Интервал изменения,м			3,8-10,4	3,8-10,4
Ульяновское поднятие					
Р-н скв. 47					
Общая	Среднее значение,м		9,0*		9,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		5,8*		5,8*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-

Газо-насыщенная	Среднее значение,м		3,0*		3,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв. 63					
Общая	Среднее значение,м		89,2*		89,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		57,0*		57,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		34,4*		34,4*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв. 65					
Общая	Среднее значение,м		59,0*		59,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		49,2*		49,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		49,2*		49,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Цыгановское поднятие					
Общая	Среднее значение,м		82,0*		82,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		57,2		57,2
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		14,4*		14,4*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Токаревское поднятие					
Р-н скв Tok2_1, Tok6, Tok71					
Общая	Среднее значение,м		86,3		86,3
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,273		0,273
	Интервал изменения,м		36,1-145,4		36,1-145,4
Эффективная	Среднее значение,м		50,7		50,7
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,478		0,478
	Интервал изменения,м		14,5-98,2		14,5-98,2
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		16,4		16,4
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,591		0,591
	Интервал изменения,м		6,6-34,2		6,6-34,2
Р-н скв Tok28_2					
Общая	Среднее значение,м		105,8*		105,8*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		48,0*		48,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		18,0*		18,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв Tok3					
Общая	Среднее значение,м		100,6*		100,6*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		57,0*		57,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-

	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		25,2*		25,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв Tok19					
Общая	Среднее значение,м		91,8*		91,8*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		52,2*		52,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		7,2*		7,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р1кfl-II					
Тепловское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	8,0*			8,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Эффективная	Среднее значение,м	8,0*			8,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	8,0*			8,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Восточно-Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	9,1			9,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,072			0,072
	Интервал изменения,м	6,7-11,6			6,7-11,6
Эффективная	Среднее значение,м	7,4			7,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,069			0,069
	Интервал изменения,м	5,5-9,4			5,5-9,4
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	7,4			7,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,069			0,069
	Интервал изменения,м	5,5-9,4			5,5-9,4
Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	16,7			16,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,204			0,204
	Интервал изменения,м	8,8-26,8			8,8-26,8
Эффективная	Среднее значение,м	11,0			11,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,049			0,049
	Интервал изменения,м	8,8-14,4			8,8-14,4
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	11,0			11,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,049			0,049
	Интервал изменения,м	8,8-14,4			8,8-14,4

Ульяновское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	11,9			11,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,158			0,158
	Интервал изменения,м	8,2-20			8,2-20
Эффективная	Среднее значение,м	11,1			11,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,162			0,162
	Интервал изменения,м	8,2-18,8			8,2-18,8
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	11,1			11,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,162			0,162
	Интервал изменения,м	8,2-18,8			8,2-18,8
Токаревское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	7,6			7,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Эффективная	Среднее значение,м	7,6			7,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	7,6			7,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
P1kfl-I					
Общая	Среднее значение,м	8,6			8,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,246			0,246
	Интервал изменения,м	3,0-16,4			3,0-16,4
1	2	3	4	5	6
Эффективная	Среднее значение,м	7,7			7,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,213			0,213
	Интервал изменения,м	3,0-15,2			3,0-15,2
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	8,0			8,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,080			0,080
	Интервал изменения,м	3,0-15,2			3,0-15,2

Средние значения по P_{1ar} коэффициентов расчлененности изменяется от 2 д.ед. (Ульяновское поднятие) до 12,2 д.ед. (Тепловское поднятие) и распространения залежи изменяется от 0,833 (Восточно – Гремячинское поднятие) до 1 д.ед. (таблица 1.1.4.2).

Средние значения по P_{1kfl-II} коэффициентов расчлененности изменяется от 1 д.ед. (Тепловское поднятие) до 2 д.ед. (Восточно – Гремячинское поднятие) и распространения залежи составляет 1 д.ед. (таблица 1.1.4.2).

Средние значения по P_{1kfl-I} коэффициентов расчлененности составляет 1,5 д.ед. и распространения залежи составляет 0,091 д.ед. (таблица 1.1.4.2).

Таблица 1.1.4.2–Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Поднятие	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распротранения, д.ед
		Среднее значение	коэф. вариации	Интервал изменения	
P _{1ar}					
Тепловское	5	12,2	0,536	7-30	1
Западно-Тепловское	8	7,6	0,464	2-18	1
Восточно-Гремячинское	5	8,2	0,098	6-13	0,833
Гремячинское	12	10,1	0,309	1-20	1
Ульяновское р-н скв Uln47	1	2,0			1
Ульяновское	1	7,0			1

р-н скв Uln63					
Ульяновское р-н скв Uln65	1	5			1
Цыгановское	1	4			1
Токаревское р-н скв Tok2_1, Tok6, Tok71	3	5,3	0,289	2-9	1
Токаревское р-н скв Tok28_2	1	9			1
Токаревское р-н скв Tok3	1	12			1
Токаревское р-н скв Tok19	1	4			1
P_{1kfl-II}					
Тепловское	1	1			
Восточно- Гремячинское	2	2		2-2	1
Гремячинское	3	1,7	0,320	1-3	1
Ульяновское	4	1,5	0,111	1-2	1
Токаревское	1	1			1
P_{1kfl-I}					
	20	1,5	0,451	1-5	0,091



1.1.5. Характеристика почвенного покрова

Почвенный покров представлен преимущественно темно-каштановыми нормальными почвами.

Черноземы южные нормальные имеют крайне незначительное распространение в пределах северной части участка и формируются в автоморфных условиях плоских водоразделов под разнотравно-типчаково-ковыльной растительностью (в ненарушенном состоянии). Черноземы южные имеют среднемощный (50-60 см) слабо уплотненный гумусовый горизонт темно-серого цвета, книзу приобретающий буроватый оттенок.

На темно-каштановых нормальных почвах растительный покров в целинном состоянии представлен типчаково-ковыльными ассоциациями с участием разнотравья и кустарников. Залегание грунтовых вод глубокое (более 10 м). Заметные выделения карбонатов обнаруживаются с 35-45 см в виде белых пятен, реже - белоглазки. Характерной особенностью морфологического строения почв является уплотненность и трещиноватость.

Средне-каштановые глубоковскипающие почвы формируются на породах легкого механического состава под преимущественно типчаково-песчаноковыльной растительностью в автоморфных условиях. Характерными признаками этих почв являются:

- слабая гумусированность;
- несколько увеличенная (по сравнению со средне-каштановыми нормальными почвами) мощность гумусового горизонта;
- слабая дифференцированность гумусового горизонта, имеющего буровато- каштановую окраску, постепенно светлеющую вглубь.

Средне-каштановые эродированные почвы развиваются под разреженной растительностью в условиях сильно расчлененного рельефа по склонам оврагов и балок. Подвергаясь интенсивному смыву, они характеризуются небольшой мощностью гумусового горизонта.

Лугово-каштановые темные почвы формируются в понижениях рельефа при воздействии дополнительного грунтового и поверхностного увлажнения под лугово-степной растительностью на близких (3-5 м) грунтовых водах, обычно слабоминерализованных. Отличительными морфологическими признаками этих почв являются более темная, чем у автоморфных зональных почв, окраска гумусового горизонта, увеличенная его мощность (до 90 см), комковатая структура верхнего горизонта. Вскипание обнаруживается в нижней части гумусового горизонта. В белесовато-буром карбонатном горизонте, залегающем ниже гумусового, отмечаются выделения карбонатов в виде редких пятен.

Лугово-каштановые темные солонцеватые почвы приурочены преимущественно к замкнутым понижениям рельефа, создающим условия для соленакопления - западинам, ложбинам, а также надпойменным террасам в тех частях долин рек, где русла имеют неглубокий врез, а слабо выраженный паводок не способствует вымыванию солей. По сравнению с лугово-каштановыми темными обыкновенными почвами лугово-каштановые темные солонцеватые почвы обладают более низким естественным плодородием.

Солонцы лугово-степные солончаковые не образуют однородных контуров. Залегая в комплексе с лугово-каштановыми почвами, они занимают микрорельефные повышения.

Луговые темные обыкновенные почвы имеют незначительное распространение в пределах левобережной части, формируясь в понижениях рельефа под разнотравно-луговой растительностью в условиях гидроморфного режима вследствие близкого (1-3 м от поверхности) залегания грунтовых вод, а также весеннего затопления их талыми снеговыми водами. Луговые почвы имеют довольно мощный (до 80-100 см) гумусовый горизонт зернисто-комковатой структуры.

Пойменные луговые темные почвы залегают по пойменным террасам р. Урал нижнему течению впадающих в него рек под разнотравно-луговой растительностью. Формирование их связано с периодическим затоплением паводковыми водами и с близким от поверхности залеганием грунтовых вод (1,5-2 м). Характерными особенностями морфологического строения почв являются слоистость профиля, непрочная структура, наличие погребенных гумусовых горизонтов и крайне неоднородный механический состав.

Пойменные песко-луговые почвы образуются в пределах поймы р. Урал в ее прирусловой части. Формируются на грубых песчаных слоистых отложениях. Почвы характеризуются большой вариабельностью морфологических признаков из-за различного возраста и слоистости пород.

Пески широко распространены в правобережной части участка и представляют собой переветренные древнеаллювиальные отложения.

Для характеристики современного состояния почвенного покрова на рассматриваемой территории используются данные инструментальных исследований загрязнения почвогрунтов, проведенных специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

Лабораторные, полевые исследования и интерпретация полученных результатов должны быть выполнены согласно требованиям нормативно-методических документов, действующих в Республике Казахстан.

В связи с отсутствием производственной деятельности на территории месторождения Тепловско-Токаревское, мониторинговые экологические исследования окружающей среды непосредственно на месторождении не осуществлялись.

1.1.6. Характеристика растительного покрова

Степная растительность представлена сообществами с доминированием многолетних дерновинных злаков - ковылей (*Stipa lessingiana*, *S. capillata*, *S. pennata*, *S. zaleskii*), типчака (*Festuca valesiaca*), тонконога (*Koeleria gracilis*) и разнотравья (*Salvia stepposa*, *Jurinea multiflora*, *Galatella villosa*, *Phlomis tuberosa* и др.). В составе сообществ встречаются также полукустарнички – полыни (*Artemisia incana*, *A. austriaca*, *A. lerchiana*), прутняк (*Kochia prostrata*). Часто в составе степных сообществ присутствуют кустарники таволга (*Spiraea hypericifolia*, *S. crenata*), миндаль (*Amygdalus* папа), карагана (*Caragana frutex*).

В настоящее время на месте нераспаханных ковыльных степей распространены разнообразные антропогенные модификации естественных степных сообществ, представляющие различные (главным образом, заключительные) стадии пастбищной дигрессии. Преобладают типчаковые (*Festuca valesiaca*), типчаково-австрийскополынные (*Artemisia austriaca*, *Festuca valesiaca*), австрийскополынные (*Artemisia austriaca*), эбелековые (*Ceratocarpus arenarius*) на суглинистых и глинистых почвах, песчанополынные (*Artemisia arenaria*), кияковые (*Leymus racemosus*), сорнотравные (*Xanthium strumarium*, *Ceratocarpus arenarius*) фитоценозы - на песчаных. Флористический состав этих сообществ беден и обычно число видов не превышает 5-7. Они имеют низкое проективное покрытие (10-20%) и урожайность (1-2 ц/га).

Леса песчаных массивов представлены разнотравно-злаковыми осинниками (*Populus tremula*), с примесью березы (*Betula pendula*) и тополя черного (*Populus nigra*).

Особенностью байрачных лесов является присутствие во многих не только осины и березы, но также и дуба (*Quercus robur*). На опушках этих лесов встречаются таволга (*Spiraea hypericifolia*, *S. crenata*), вишня степная (*Cerasus fruticosa*), ракитник (*Cytisus borysthenticus*). В травяном ярусе встречаются папоротники (*Dryopteris filix-mas*, *Thelypteris palustris*), хвощ (*Equisetum arvense*), гравилат (*Geum urbanum*), бубенчики (*Adenophora lilifolia*) и др.

Основные площади, занятые интразональными экосистемами приурочены к поймам рек Урал, Утва, Рубежка, Быковка, Солянка, Елтышевка. Их формирование обусловлено действием пойменно-аллювиального режима. Этот тип экосистем характеризуется большим разнообразием элементарных экосистем и, соответственно, сложной гетерогенной структурой растительного покрова. По характеру увлажнения, высотным позициям флювиального рельефа и типам аллювиальных почв выделяются следующие подтипы

экосистем:

- кустарниково-древесные пойменные леса (уремы)
- травяные болота или болотистые луга
- луга

Пойменные леса распространены в прирусловой части на аллювиальных лесолуговых почвах прирусловых валов. На повышенных дренированных участках преобладают ветловые (*Salix alba*) и тополевые (*Populus nigra*, *P. alba*) леса со злаково-разнотравным травяным ярусом (*Poa pratensis*, *Equisetum pratense*, *Senecio Jacobea*, *Althea officinalis*, *Filipendula ulmaris*), чередующиеся с кустарниковыми зарослями из черемухи (*Padus racemosa*), шиповников (*Rosa cinnamomea*, *R. acicularis*), иногда жимолости (*Lonicera tatarica*). В пойме Урала фрагментарно встречаются дубравы (*Quercus robur*) и вязовники (*Ulmus laevis*).

Луга развиваются преимущественно в центральной и притеррасной частях пойм на участках со средним или высокими отметками относительно меженного уровня реки, в условиях нормального атмосферного - грунтового увлажнения, при периодическом паводковом затоплении. По условиям экотопов и флористическому составу сообществ различаются мезофитные и галомезофитные настоящие луга, (развивающиеся на аллювиальных почвах лугового ряда) и мезоксерофитные и галомезоксерофитные остепненные луга на аллювиальных почвах дернового ряда, (формирующихся на супесчано-песчаных и песчано-галечных отложениях).

Травяные болота или галомезофитные, мезогигрофитные и гигрофитные луга формируются в отрицательных позициях пойменного рельефа на почвах болотного ряда в условиях избыточного увлажнения. В зависимости от режима увлажнения, содержания ила, степени минерализации органики и засоленности почв развиваются разнообразные сообщества с доминированием злаков и осок (*Carex riparia*, *C. pinguicula*, *C. vulpina*, *Phalaris arundinacea*, *Alopecurus arundinacea*, *Agrostis alba*) и влаголюбивого разнотравья (*Plantago major*, *Eupatorium hirsutum*, *Lythrum virgatum*, *Veronica longifolia*). Видовая насыщенность сообществ изменяется от 2-3 до 20 видов на 100 м².

Растительность на пастбищных территориях преимущественно находится на стадии нарушенности средней и сильной степени, лишь только локальные, удаленные от населенных пунктов участки (в пойме Урала) испытывают слабое влияние выпаса.

Редкие, эндемичные, реликтовые виды растений, занесенные в Красную книгу

Редкие виды растений произрастают преимущественно в долине реки Урал. Среди объектов охраны окружающей среды, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение встречаются адонис весенний, василек Талиева, ковыль уклоняющийся, люцерна

Комарова, тюльпан Шренка, тюльпан Биберштейна.

1.1.7. Характеристика видового состава животных

Животный мир рассматриваемой территории характеризуется следующим видовым составом.

Птицы. Общее число видов птиц рассматриваемой территории и сопредельных районов превышает 260. Часть из них встречаются на пролете и кочевках. К гнездящимся относятся около 150 видов.

Из числа гнездящихся водоплавающих птиц наиболее широко распространены представители семейства утиных. Почти на всех водоемах за исключением сильно минерализованных озер и прудов гнездится кряква. Наиболее многочислен этот вид на пресных устьевых и водораздельных озерах, небольших старицах поймы Урала с хорошо развитой прибрежной и надводной растительностью. Подобные местообитания предпочитает и широконоска.

Из хищных птиц изредка гнездится в долине Урала беркут орел-могильник. Последнего наиболее часто наблюдали в пойменном лесу Урала. Наиболее многочислен из орлов – степной орел, однако распространение его на территории неравномерно. Относительно высокая численность этого вида характерна для южных районов региона. Причины низкой численности степного орла в северных районах заключается в интенсивном земледелии, в результате которого сократилась численность малого суслика (основной корм степного орла), и разорением гнезд населением. Из луней наиболее многочислен степной лунь. Обилие и характер пребывания этой птицы во многом определяются численностью мышевидных грызунов.

Из сов наиболее широко распространен филин, реже встречается обыкновенная сплюшка, ушастая и болотная совы, гнездование которых в основном приурочено к пойме Урала. В песчаных биотопах наиболее часто встречается домовый сыч. Он гнездится в различного типа надворных постройках, стенах кошар, развалинах, нежилых норах желтого суслика, лисицы и барсука. На плакорах полупустынных территорий домовый сыч селится значительно реже.

Обычные виды птиц в населенных пунктах домовый и полевой воробьи, сизый голубь. В период сезонных миграций фаунистический состав птиц поселков и прилежащих участков культурного ландшафта пополняется за счет пролетных видов.

Млекопитающие. Обыкновенный еж - обитает в разнообразных биотопах. Встречается как в лиственных лесах, так и в степях. Предпочитает селиться по опушкам

светлолиственных лесов и кустарниковых зарослей. Особенно много ежей по лугам,

речным и озерным долинам, где зверьки концентрируются в местах выпаса скота. Обычен на суходольных участках, по обочинам полей и вдоль дорог. Обыкновенный еж - оседлый зверек. Площадь участков взрослых особей 32 га, молодых - 12 га. Численность вида в Казахстане низкая. Обычно встречается единичными особями.

Тундряная бурозубка - обитает в пойме Урала, населяя берега речек и озер, покрытых кустарником. Численность этого вида по мере продвижения с севера на юг увеличивается.

Лисица - в Казахстане распространена повсеместно от альпийских лугов до пустынь, полупустынь, степей и лесостепи. Селится на опушках и полянах колков, по берегам озер, на пашнях, но прежде всего заселяет старые барсучьи норы, устроенные, как правило, на возвышенных местах вблизи или в глубине лесных массивов.

Лесная куница - в Казахстане распространена только в поймах р. Урал и его притоков. Живет в лесных биотопах. Редкий вид.

Степной хорек — распространен на всей территории республики. Обитает в открытых ландшафтах. Объект пушного промысла.

Заяц-русак - обитает в степных, полупустынных и лесостепных биотопах. Живет оседло. Имеет охотничье-промысловое значение.

Заяц-беляк - распространение приурочено к лесным массивам. Совершает сезонные перекочевки, а иногда и более дальние перемещения. Имеет охотничье-промысловое значение.

Земноводные. Краснобрюхая жерлянка - встречается в пойме Урала в старицах и озерах, прудах с надводной растительностью. Активна 6-7 месяцев. Большую часть жизни проводит в воде. Полезна.

Обыкновенная жаба на северо-западе Казахстана распространена повсеместно. Обитание приурочено к влажным местам - лугам, садам, паркам и огородам. Ведет преимущественно наземный образ жизни.

Озерная лягушка - в рассматриваемом районе проходит северная граница обитания этого вида. К югу распространена повсеместно. Населяет пресные и слегка солоноватые стоячие водоемы и медленно текущие реки. Ведет водный образ жизни. Активна 6-7 месяцев. В недавнем прошлом ежегодно заготавливалась в больших количествах.

Травяная лягушка - обитает в районе Уральска, где живет в лесных биотопах и лесостепи близ озер, болот и речек. Большую часть жизни проводит на суше. Активна в дневное время. Совершает небольшие перемещения. Имеет экологическое значение.

Пресмыкающиеся. Болотная черепаха - живет в пресных водоемах со слабым течением по Уралу. В холодный период времени 5-6 месяцев проводит в оцепенении на дне водоемов. В

теплое время активна днем и в сумерки.

Такырная круглоголовка - в районе исследований проходит северная граница ареала этого вида. Обитание приурочено преимущественно к глинистым и пустынным участкам с твердой почвой. Активна 6 месяцев в году, ведет дневной образ жизни.

Ящурка разноцветная - как и у предыдущего вида в районе планируемых работ проходит северная граница ареала этой ящерицы. Обитает преимущественно на твердых грунтах - глинистых, щебнистых, а также в закрепленных плотных песках. Активна 6-7 месяцев в году.

Среди объектов охраны, имеющих особое экологическое, научное и культурное значение являются выхухоль, белозубка-малютка, журавль-красавка, дрофа. 2 редких вида, выхухоль и перевязка, занесены в Красную книгу РК.

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

На территории Западно-Казахстанской области имеются следующие особо охраняемые территории.

В рамках реализации Национального проекта «Жасыл Қазақстан» с целью развития особо охраняемых природных территорий в Западно-Казахстанской области в 2022 году создан РГП «Государственный природный резерват «Бокейорда» и Государственный природный заказник «Ащыюзек». Площадь заказника составляет 314504,1 га, резервата – 343040,1 га. Они расположены на территории Бокейординского, Жанибекского, Казталовского, Жангалинского районов Западно-Казахстанской области»

Бударинский государственный заказник - создан в 1967 году. Площадь заказника - 80000 га. Основная задача заказника - охрана охотничье-промысловых видов водоплавающих озерных птиц и боровой дичи, заселение охотничье-промысловыми видами животных искусственных водохранилищ Урало-Кушумской оросительной системы. Заказник находится в Западно-Казахстанской области, Акжаикский и Зеленовский районы. Находится в ведении Комитет лесного хозяйства и животного мира Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан

Кирсановский зоологический заказник организован с целью сохранения и воспроизводства редких видов животных: лося, кабана, косули, барсука, лисицы, зайца, речного бобра. Площадь заказника составляет 61,0 тыс. га, располагается на территориях трех районов области: Бурлинского, Теректинского и Зеленовского. Организация заказника по охране животного мира в целом способствовала сохранению природного комплекса. Благодаря этому сохранились редкие в крае виды животных.

Жалтыркульский заказник был создан в 1967 году для охраны редких животных в

бассейне реки Урал (Жайык), на реке Кошим и образованных ею озёрах Жалтырколь и Итбатыр. Местонахождение - Западно-Казахстанская область, Жангалинский район. Площадь заказника - 19 000 га. Основная задача заказника - охрана и воспроизводство водоплавающих и болотных птиц. Строго регламентированная охота на них, содействует расселению и акклиматизации на других озерах и водоемах Казахстана. Месторасположение - Расположен на реке Кошим и образованных ею озёрах Жалтырколь и Итбатыр.

Памятники истории и культуры

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

1.2 Описание состояния окружающей среды

1.2.1. Современное состояние атмосферного воздуха

На группе месторождении Тепловско-Токаревской группы эксплуатация еще не начата. Ежеквартальный производственный экологический контроль за состоянием атмосферного воздуха планируется проводить с началом намечаемой деятельности.

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха были использованы протокола испытаний испытательной лаборатории ТОО «БИООРТА». В рамках мониторинга воздействий на окружающую среду контроль за загрязнением атмосферы осуществлялся при проведении работ по КРС 2х скважин м/р Тепловское на границе санитарно-защитной зоны предприятия, подфакельные замеры, а также замеры на границе п. Горбуново и п. Павлово с учетом направления ветра на день проведения замеров.

Производственный экологический мониторинг будет вестись с целью получения достоверной информации о воздействии предприятия на окружающую среду, оценки и прогноза последствий этих воздействий, оценки эффективности выполняемых природопользователем мероприятий по охране окружающей среды.

Производственный экологический мониторинг будет выполняться на основании программы производственного экологического контроля.

Испытательная лаборатория ТОО «БИООРТА» аккредитована Национальным Центром Аккредитации (НЦА) на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 (аттестат аккредитации №KZ.T. 09.E1324 до 04.10.2027 г.).

Измерение концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе сопровождалось определением метеорологических характеристик (температура, скорость и направление ветра).

Результаты измерений загрязнения атмосферного воздуха на границе СЗЗ м/р Тепловское и

на границе ближайших поселков представлены на рисунках 1.18-1.19

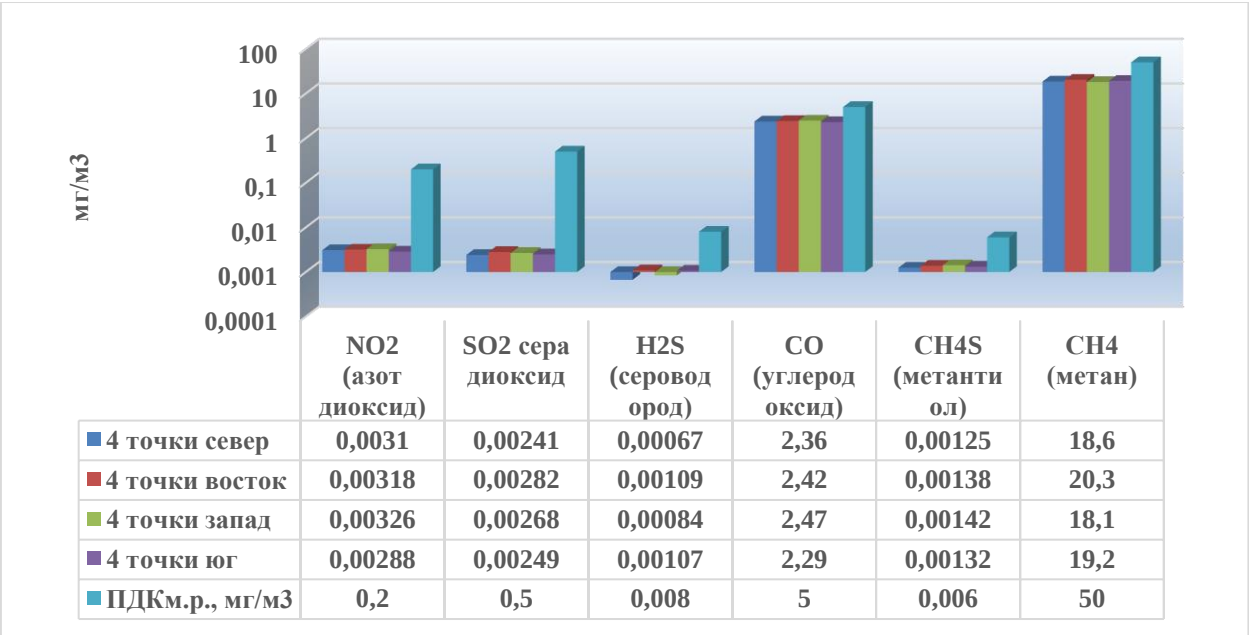


Рисунок 1.18 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ, выполненных в июне 2024 года

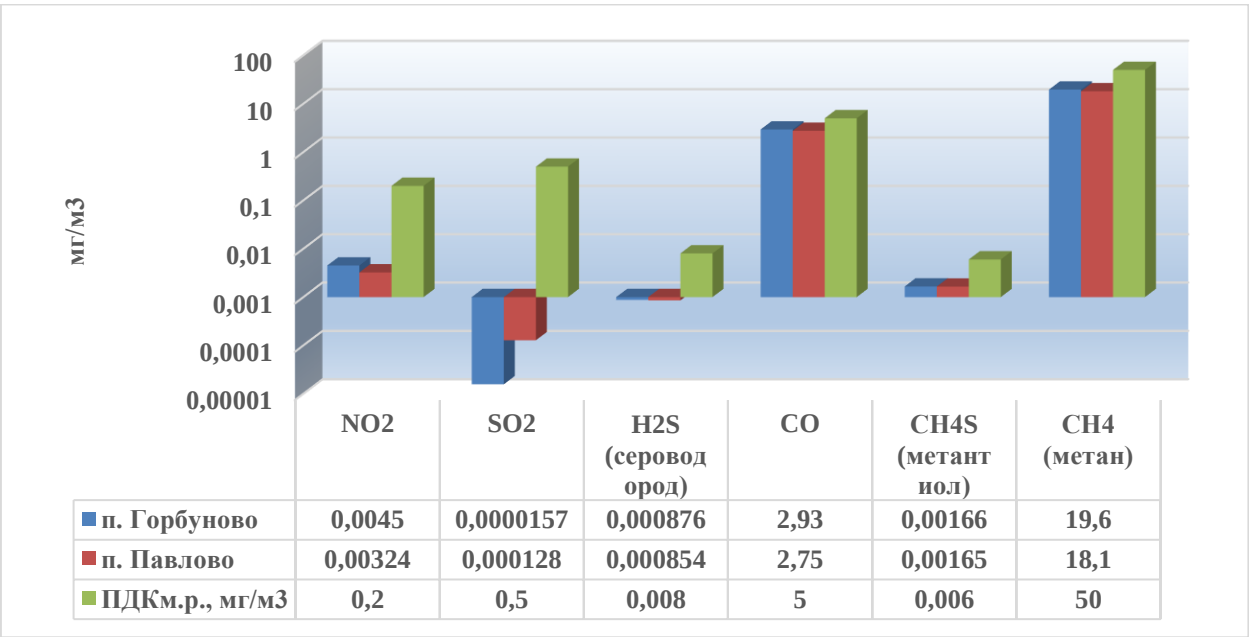


Рисунок 1.19 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе ближайших поселков, выполненных в июне 2024 года

При проведении замеров на объектах месторождения были отмечены стабильные концентрации диоксида азота, оксида углерода. Максимальные концентрации загрязняющих веществ были зафиксированы с подветренной стороны месторождения.

В целом в исследуемых точках, а также на границе санитарно-защитной зоны концентрации всех загрязняющих веществ не превышали установленные нормативы предельно допустимых концентраций.

1.2.2. Современное состояние поверхностных и подземных вод

При проведении работ по КРС на м/р Тепловское в 2024 году испытательной лабораторией ТОО «БИООРТА» были отобраны пробы воды из р. Крутая на содержание вредных веществ.

Мониторинг воздействия проводится согласно утвержденного протокола действий во внештатных ситуациях и представляется в рамках отчета производственного экологического контроля.

Район расположения буровых площадок на месторождении характеризуется отсутствием поверхностных вод.

Результаты измерений загрязнения поверхностных вод на р. Крутая в 2024 году представлены на рисунке 1.20.

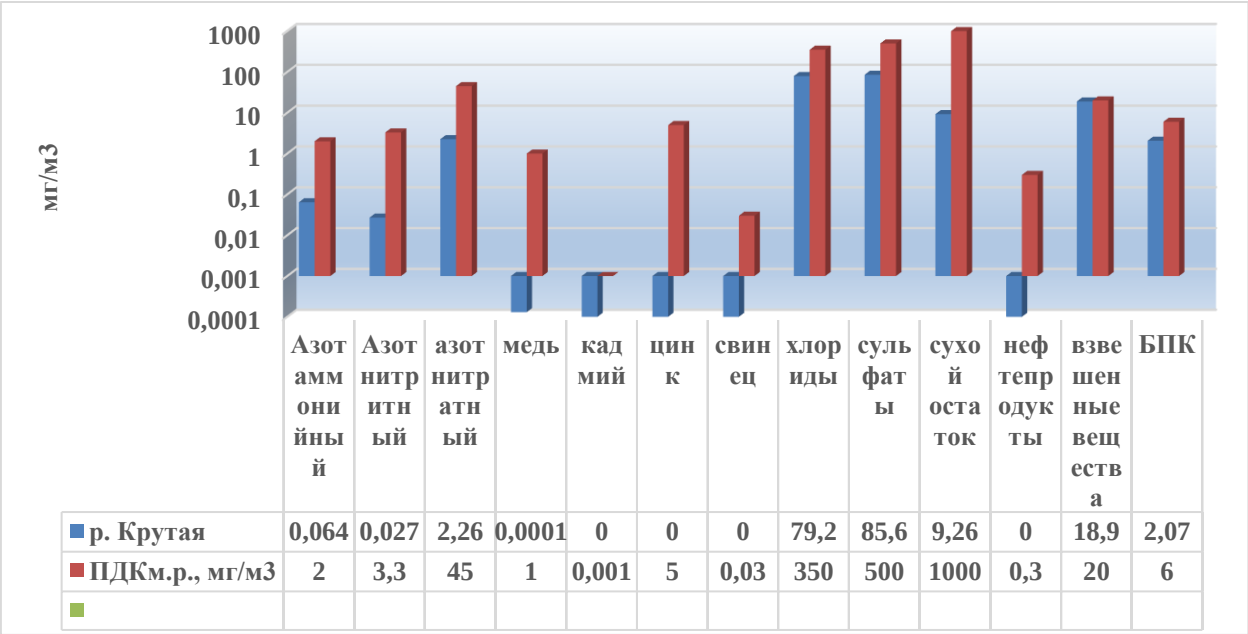


Рисунок 1.20 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в пробах р. Крутая, выполненных в июне 2024 года

1.2.3. Современное состояние почвенного покрова

Для характеристики современного состояния почвенного покрова были использованы протокола испытаний испытательной лаборатории ТОО «БИООРТА». В рамках мониторинга воздействий на окружающую среду отбор проб почвы осуществлялся при проведении работ по КРС 2х скважин м/р Тепловское на границе санитарно-защитной зоны предприятия, а также на границе п. Горбуново и п. Павлово.

Мониторинг почв планируется осуществлять в зоне воздействия производства с целью определения уровня загрязнения земель в результате прямого или косвенного попадания на поверхность или в состав почв или грунтов загрязняющих веществ, организмов или микроорганизмов, которые создают существенный риск причинения вреда окружающей

среде и здоровью населения.

Методика отбора проб для контроля химического загрязнения почв соответствует ГОСТ 17.4.3.01-2017 (Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору проб) и ГОСТ 17.4.4.02-2017 (Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического и гельминтологического анализа).

Для характеристики возможного химического загрязнения почв были отобраны пробы почв для установления содержания в них *нефтепродуктов, свинца, кадмия, меди, цинка и никеля*.

На рисунке 1.21-1.22 представлены данные по мониторингу уровня загрязнения почвы.

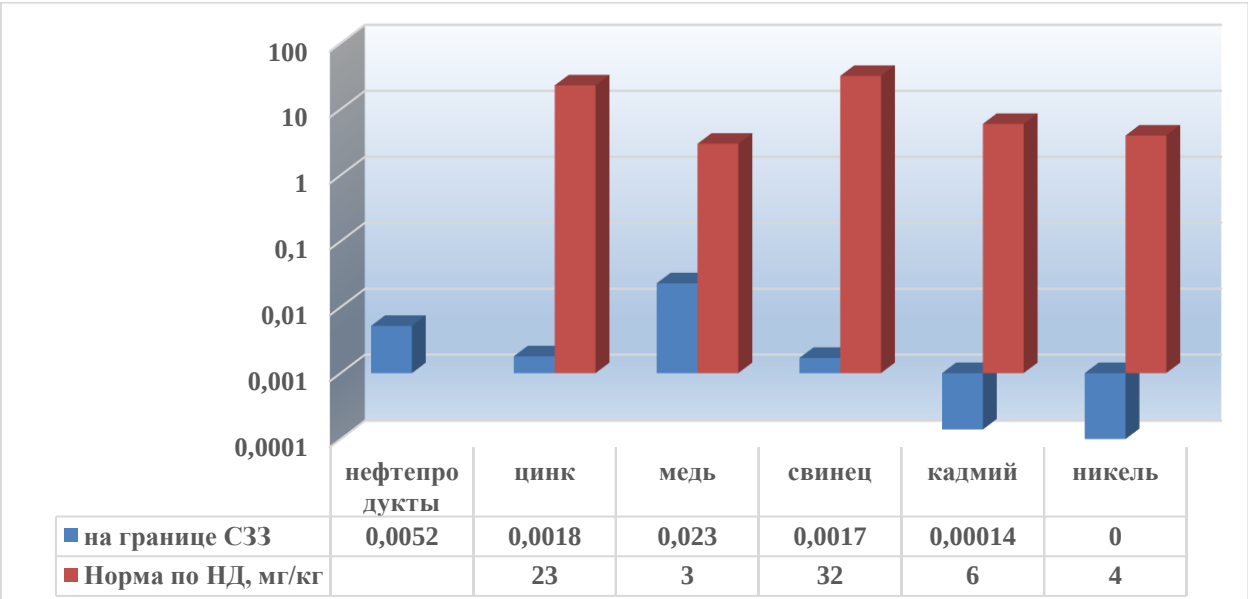


Рисунок 1.21 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в пробах почв на границе СЗЗ, выполненных в сентябре 2024 года

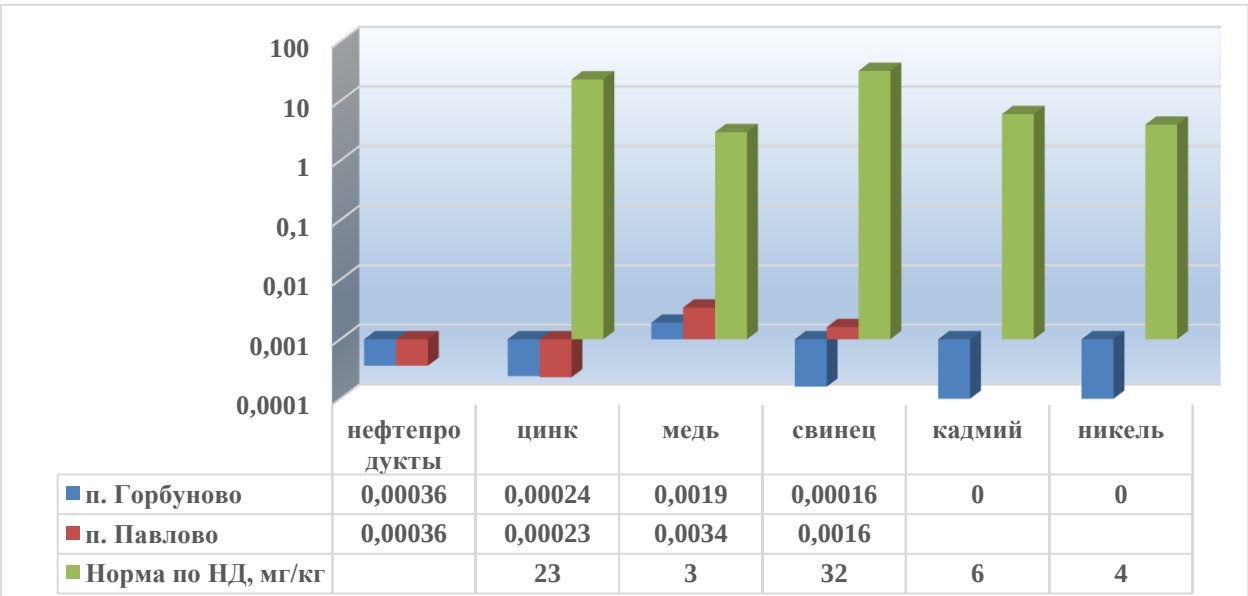


Рисунок 1.22 - Результаты измерений концентраций загрязняющих веществ в пробах почв в ближайших поселках, выполненных в сентябре 2024 года

Проведенные наблюдения за качественными показателями почвенного покрова на границе СЗЗ месторождения Тепловское и на близлежащих поселках Горбуново и Павлово

показали, что концентрации вредных веществ в почвенном покрове не превышали установленных санитарных нормативов.

1.2.4. Радиационный контроль

Для характеристики современного состояния радиационного фона были использованы протокола испытаний испытательной лаборатории ТОО «БИООРТА». В рамках мониторинга воздействий на окружающую среду отбор проб почвы осуществлялся при проведении работ по КРС 2х скважин м/р Тепловское на границе санитарно-защитной зоны предприятия, а также на границе п. Горбуново и п. Павлово.

Радиационный контроль производится на основании следующих нормативного документа: Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020).

Для общей оценки радиоэкологической обстановки были проведены радиометрические измерения воздуха и почвенного покрова на границе СЗЗ м/р Тепловское и в районе близлежащих поселков Горбуново и Павлово, которые были направлены на выявление участков возможного радиоактивного техногенного загрязнения, связанного с деятельностью предприятия.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.

Результаты радиометрических замеров атмосферного воздуха представлены на рисунке 1.23.

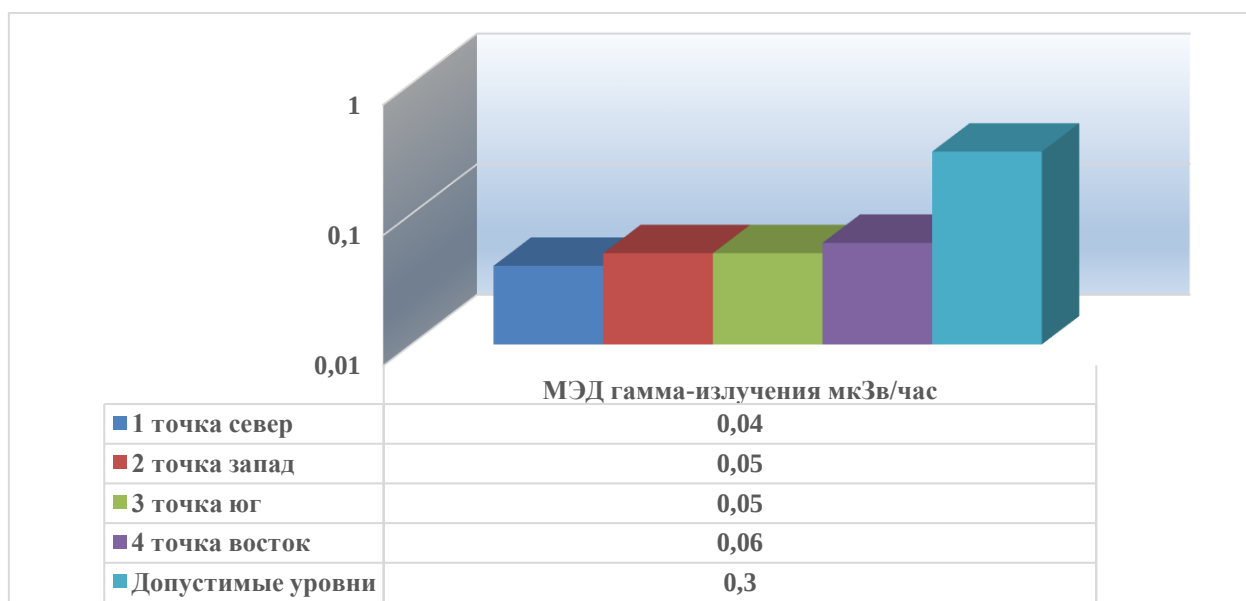


Рисунок 1.23 – Результаты радиометрических замеров атмосферного воздуха

Результаты радиометрических замеров почвы м/р Тепловское и почвы в поселках

Горбуново и Павлово на содержание тяжелых радиоактивных металлов представлены на рисунке 1.24.

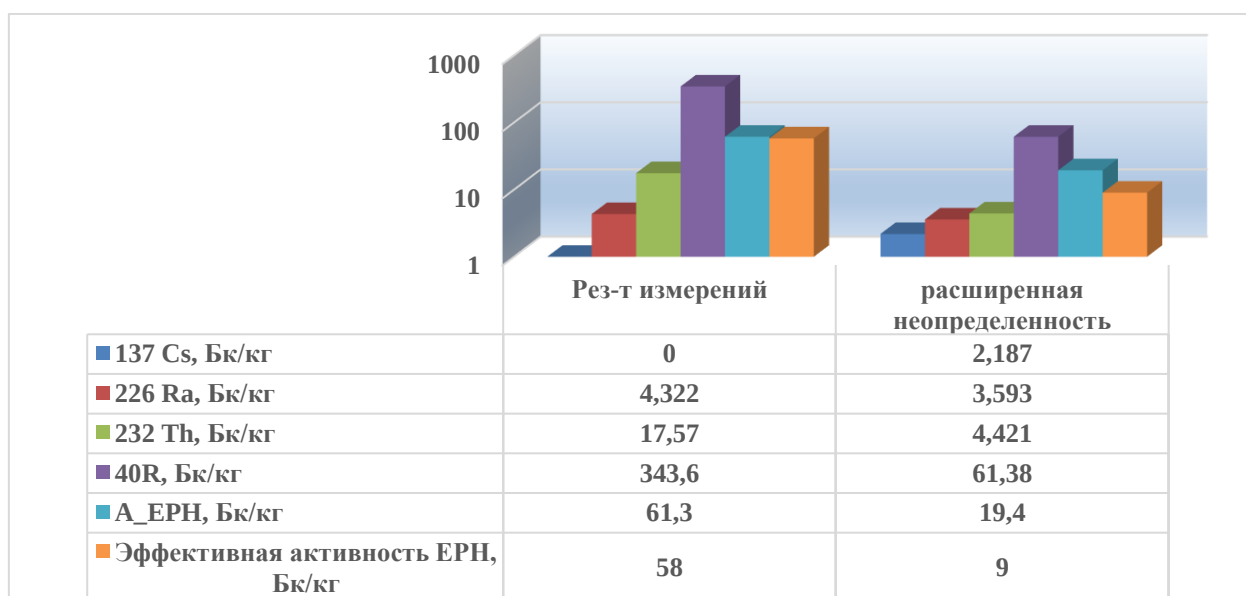


Рисунок 1.24 – Результаты радиометрических замеров почвы на содержание радиоактивных металлов
Превышений установленных гигиенических нормативов не обнаружено. На предприятии планируется постоянно проводить контроль за соответствием эксплуатационного оборудования техническим требованиям.

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

Западно-Казахстанская область находится на северо-западе Республики Казахстан.

Территория - 151 339 км², что составляет 5,6 % площади Казахстана. По этому показателю область занимает 8-е место в стране.

Численность населения — 656 354 чел. (на 1 ноября 2019 года). В городах живёт 343 766 (52,37 %) человек, в сельской местности — 312 588 (47,62 %).

Область была образована 10 марта 1932 года как Западно-Казакская область Казакской АССР в составе РСФСР. 3 мая 1962 года была переименована в Уральскую область. А в июле 1992 года Президиум Верховного Совета Республики Казахстан переименовал Уральскую область в Западно-Казахстанскую область.

Граничит с двумя областями Казахстана и пятью областями России:

- на севере с Оренбургской областью Российской Федерации
- на востоке с Актыбинской областью Республики Казахстан
- на юге с Атырауской областью Республики Казахстан и Астраханской Российской Федерации
- на западе с Волгоградской и Саратовской областями Российской Федерации

- на северо-западе с Самарской областью Российской Федерации

Административный центр: город Уральск.

Численность и миграция населения

Численность населения Западно-Казахстанской области на 1 октября 2024г. составила 695,3 тыс. человек, в том числе 396,7 тыс. человек (57%) - городских, 298,6 тыс. человек (43%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-сентябре 2024г. составил 4300 человек (в соответствующем периоде предыдущего года - 5022 человека).

За январь-сентябрь 2024г. число родившихся составило 8509 человек (на 6,1% меньше, чем в январе-сентябре 2023г.), число умерших составило 4209 человек (на 4,2% больше, чем в январе-сентябре 2023г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило – -2261 человек (в январе-сентябре 2023г. – -1085 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо – 298 человек (+442), во внутренней миграции отрицательное сальдо – - 2559 человек (-1527).

Труд и доходы

Численность безработных в III квартале 2024г. составила 17 тыс. человек.

Уровень безработицы составил 4,8% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 ноября 2024г. составила 15313 человек, или 4,3% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в III квартале 2024г. составила 340084 тенге, прирост к III кварталу 2023г. составил 8,1%.

Индекс реальной заработной платы в III квартале 2024г. составил 99,4%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке во II квартале 2024г. составили 202356 тенге, что на 12,7% выше, чем во II квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период - 4,3%.

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-октябре 2024г. составил 3006506,8 млн. тенге в действующих ценах, что на 1,2% больше, чем в январе-октябре 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства возросли на 1,7%, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений - на 23,2%. В обрабатывающей промышленности снижение объема производства составило - 4,7%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 2,9%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-октябре 2024 года составил 238942,8 млн. тенге, или 95,8% к январю-октябрю 2023г. Объем грузооборота в январе-октябре 2024г. составил 9337,1 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 99,6% к январю-октябрю 2023г.

Объем пассажирооборота - 3230,1 млн. пкм, или 102,5% к январю-октябрю 2023г.

Объем строительных работ (услуг) составил 237071 млн. тенге, или 102,9% к январю-октябрю 2023 года. В январе-октябре 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 1,1% и составила 465,3 тыс.кв. м, из них в многоквартирных домах снижение - на 7,6% (260,3 тыс. кв. м), индивидуальных жилых домов - увеличение - на 13,9% (203,1 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-октябре 2024г. составил 523297,7 млн. тенге, или 103,2% к январю-октябрю 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 ноября 2024г. составило 12518 единиц и по сравнению с соответствующей датой предыдущего года осталось без изменений, в том числе 12191 единица с численностью работников менее 100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 10160 единиц, среди которых 9836 единиц - малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 12427 единиц и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,1%.

Экономика

Объем валового регионального продукта за январь-июнь 2024 года составил в текущих ценах 2146896,1 млн. тенге. По сравнению с январем-июнем 2023 года реальный ВРП увеличился на 1,3%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 57,4%, услуг - 34%.

Индекс потребительских цен в октябре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 107,3%.

Цены на продовольственные товары выросли на 4,2%, непродовольственные товары - на 6,8%, платные услуги для населения - на 13,8%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в октябре 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. повысились на 4,5%.

Объем розничной торговли в январе-октябре 2024г. составил 460007,8 млн. тенге, или на 3,8% больше соответствующего периода 2023г.

Объем оптовой торговли в январе-октябре 2024г. составил 481726,9 млн. тенге, или 109,9% к соответствующему периоду 2023г.

По предварительным данным в январе-сентябре 2024г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 551,9 млн. долларов США и по сравнению с январем-сентябрем 2023г. уменьшилась на 19,3%, в том числе экспорт – 110,4 млн. долларов США (на 39,2% меньше), импорт – 441,5 млн. долларов США (на 12% меньше).

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

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

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

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

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

ТОО «ПОЗИТИВ Инвест» имеет Контракт № 25 от 3 марта 1995 года на добычу углеводородов для Района оценки «Каменское» и Района разработки «Каменско-Тепловско-Токаревское» в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. Период добычи закреплён Дополнением №3 к Контракту №25 сроком на 25 лет – до 13.12.2044 г. (№4773-УВС от 13.12.2019 г.). Горный отвод (Участок недр) предоставлен для осуществления операций по недропользованию на месторождении Тепловско-Токаревской группы в пределах блоков XIV-8-А (частично), XIV-8-В (частично), XIV-8-С (частично), XIV-9-А (частично), XIV-9-В (частично), XIV-9-С (частично), XIII-9-Е (частично), XIII-9-В (частично), XIII-10-В (частично), XIII-10-С (частично), XIII-10-Е (частично), XIII-10-Д (частично), XIII-10-Е (частично), на основании решения

Компетентного органа МЭ РК Протокол №4/МЭ РК от 26.02.2019 г. Площадь горного отвода – 373,079 (триста семьдесят три целых семьдесят девять тысячных сотых) км².

Каменско-Тепловско-Токаревская группа месторождений состоит из восьми газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в составе (с востока на запад): Тепловское, открыто в 1979 г., Западно-Тепловское открыто в 1973 г., Восточно-Гремячинское – в 1976 г., Гремячинское – в 1974 г., Ульяновское – в 1976 г., Цыгановское – в 1977 г., Токаревское – в 1980 г, и Каменское – в 1986 г.

Оценка запасов нефти, газа и конденсата по семи месторождениям (за исключением Каменского) была выполнена в 1991 году в объеме «Отчета по подсчету запасов Токаревско-Тепловской группы месторождений» [1], утвержденного в ГКЗ СССР (протокол ГКЗ за № 11172 от 27 декабря 1991 г.).

В 1999 г. составлен отчет «Проект опытно-промышленной эксплуатации (разработки) Каменско-Токаревско-Тепловской группы месторождений» [2], утвержденный ЦКР РК (протокол № 6 от 22.12.1999 г.).

По проекту разработка месторождений Тепловское, Западно-Тепловское и Каменского должна была начаться в 2000 г., однако по объективным причинам работы по ОПЭ не были выполнены (смена инвестора, проведение дополнительных работ по оценке эффективности работ на месторождении, интерпретация сейсмики 2Д и др.). На Тепловском и Западно-Тепловском месторождениях приоритетной запроектирована добыча нефти, на Каменском – добыча газа. Разработка остальных месторождений на тот период в соответствии с технико-экономической оценкой оказалась не рентабельной.

В 2003 г. составлен отчет «Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной разработки Каменско-Токаревско-Тепловской группы месторождений» [3], где приведены оценка текущему состоянию пробной эксплуатации скважин 72 и 74, уточнение и дополнение результатов геофизических исследований скважин данными скважины 72, уточненные показатели разработки на оставшийся период опытнопромышленной разработки с учетом ввода новых скважин и восстановления ликвидированных, обоснование места заложения опережающей добывающей скважины 104.

В 2004 г. «Скотия Групп Инк» (КТТМ РК) выполнен «Обзорный отчет по характеристике коллекторов месторождения Западно-Тепловское» [4]. В данном отчете приоритетным направлением для месторождения предлагалась принять добычу газа и газового конденсата.

В 2006-2008 гг на четырех западных газоконденсатных месторождениях Токаревское, Цыгановское, Ульяновское и Каменское проведены детальные сейсморазведочные работы

МОГТ-3Д, общим объемом 326 км².

В 2012 г. АО «КазНИПИМунайгаз» были выполнены отчеты по 7-ми месторождениям «Проект опытно-промышленной эксплуатации (разработки) нефтегазоконденсатного месторождения Тепловское» [5], «Проект опытно-промышленной эксплуатации (разработки) нефтегазоконденсатного месторождения Восточно-Гремячинское» [6], «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатного месторождения Ульяновское» [7], «Проект опытно-промышленной эксплуатации (разработки) нефтегазоконденсатного месторождения Гремячинское» [8], «Проект опытно-промышленной эксплуатации месторождения Цыгановское» [9], «Проект опытно-промышленной эксплуатации (разработки) месторождения Токаревское» [10], «Проект опытно-промышленной эксплуатации (разработки) месторождения Каменское» [11].

В 2013 г. АО «КазНИПИМунайгаз» было выполнено «Технико-экономическое обоснование развития Каменско-Тепловско-Токаревской группы месторождений». [12].

В 2019 г. АО «НИПИнефтегаз» были выполнены отчеты по 7-ми месторождениям «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Тепловское по состоянию на 01.01.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/17 от 01 августа 2019 г.) [13], «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Западно-Тепловское по состоянию на 01.01.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/16 от 01 августа 2019 г.) [14], «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Гремячинское по состоянию на 01.01.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/11 от 01 августа 2019 г.) [15], «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Ульяновское по состоянию на 01.01.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/14 от 01 августа 2019 г.) [16], «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Восточно-Гремячинское по состоянию на 01.01.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/13 от 01 августа 2019 г.) [17], «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Цыгановское по состоянию на 01.01.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/12 от 01 августа 2019 г.) [18], «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Токаревское по состоянию на 01.01.2019 г.» (протокол ЦКРР РК № 12/18 от 01 августа 2019 г.) [19].

В 2020 г. АО «НИПИнефтегаз» были выполнены отчеты по 7-ми месторождениям «Дополнение к Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Тепловское» (протокол ЦКРР РК № 8/16 от 26 ноября 2020 г.) [20], «Дополнение к Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Западно-Тепловское» (протокол ЦКРР РК № 8/12 от 26 ноября 2020 г.) [21], «Дополнение к Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Гремячинское» (протокол ЦКРР РК № 8/13 от 26 ноября 2020 г.) [22],

«Дополнение к Проекту разработки газоконденсатного месторождения Ульяновское» (протокол ЦКРР РК № 7/10 от 12 ноября 2020 г.) [23], «Дополнение к Проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения Восточно-Гремячинское» (протокол ЦКРР РК № 8/14 от 26 ноября 2020 г.) [24], «Дополнение к Проекту разработки газоконденсатного месторождения Цыгановское» (протокол ЦКРР РК № 8/15 от 26 ноября 2020 г.) [25], «Дополнение к Проекту разработки газоконденсатного месторождения Токаревское» (протокол ЦКРР РК № 7/9 от 12 ноября 2020 г.) [26].

В 2023 г. ТОО «ReservoirEvaluationServices» был выполнен отчет на основе переобработки и переинтерпретации имеющихся данных сейсморазведки 2Д (в объеме 840 пог.км по восточной части ТТГМ) и 3Д (в объеме 325 км² по западной части ТТГМ, и 116 км² по Меловой площади), отработанных в пределах Каменско-Тепловско-Токаревской группы месторождений (КТТГМ), а также их интегрированной со скважинными данными структурной и динамической переинтерпретации.

В 2024 г. ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ» был составлен «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов Тепловско-Токаревского месторождения Западно-Казахстанской области Республики Казахстан» по состоянию изученности на 01.06.2024 г. и утвержден в ГКЗ РК (Протокол №2715-24-У от 30.10.2024 г.). Согласно протоколу ГКЗ РК по месторождению Тепловско-Токаревское утверждены начальные геологические / извлекаемые запасы нефти, пластового газа и конденсата: по категории С₁ – 8212 / 2304 тыс.т и по категории С₂ – 4488 / 506 тыс.т нефти, по категории С₁ – 23492 / 20000 млн.м³ и по категории С₂ – 19021 / 11751 млн.м³ пластового газа, по категории С₁ – 4999 / 2 тыс.т и по категории С₂ – 4095 / 2620 тыс.т конденсата.

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

1.5.1. Обоснование выделения объектов разработки

Эксплуатационный объект (объект разработки) - это отдельный продуктивный пласт или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выделение в разрезах месторождений углеводородов эксплуатационных объектов решается с учетом геологических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи.

В единые объекты разработки объединяют продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж газоносности, с близкими физико-химическими свойствами газа и конденсата, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Выделенный объект разработки должен располагать достаточными запасами на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводненности.

Тепловско-Токаревская группа месторождений состоит из семи газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в составе: Тепловское, Западно-Тепловское, Восточно-Гремячинское, Гремячинское, Ульяновское, Цыгановское, Токаревское.

Проектными документами на разработку Тепловско-Токаревской группы месторождений являются «Дополнения к Проекту разработки месторождений...», составленные в 2020 г. и утвержденные в ЦКРР РК.

Согласно ДПР-2020 г., на месторождениях были выделены объекты разработки:

На месторождении **Тепловское** был выделен один объект разработки:

I объект - артинский горизонт (газовая залежь+нефтяная залежь).

На месторождении **Западно-Тепловское** были выделены 3 объекта разработки:

I объект – филипповский горизонт (Ф-I);

II объект – артинский горизонт (газовая залежь);

III объект – артинский горизонт (нефтяная залежь).

На месторождении **Восточно-Гремячинское** был выделен один объект с двумя подобъектами разработки – газоконденсатная часть залежи и нефтяная оторочка:

I объект – филипповский горизонт (Ф-I);

На месторождении **Гремячинское** были выделены два эксплуатационных объектов, один объект с двумя подобъектами разработки – газоконденсатная часть залежи и нефтяная оторочка, и второй объект (возвратный) – газоконденсатная часть залежи:

I объект – филипповский горизонт (Ф-I);

II объект – артинский горизонт (газовая залежь);

На месторождении **Ульяновское** был выделен один эксплуатационный объект, объединяющий продуктивные залежи артинский и филипповский.

На месторождении **Цыгановское** был выделен один газоконденсатный объект (артинская залежь).

На месторождении **Токаревское** был выделен один газоконденсатный объект (артинская залежь), сосредоточенная на четырех участках, образуя отдельные зоны.

В настоящей работе Тепловско-Токаревская группа месторождений рассматривается как единое месторождение, состоящее из 7 поднятий.

Залежи приурочены к отложениям артинского яруса и участкам развития коллекторов в

доломитовых пластах карбонатно – сульфатного филипповского горизонта кунгурского яруса.

Начальные геологические запасы по артинскому горизонту оценены по категории C_1 и C_2 , по категории C_1 составили - 20 млрд. 488 млн. пластового газа, 4 млн. 367 тыс.т, конденсата и 6 млн. 7млн298 тыс.т нефти, по категории C_2 составили - 99 млн. пластового газа, 9 тыс.т, конденсата и 2 млн. 283 тыс.т нефти.

Начальные геологические запасы пластового газа и конденсата филипповского горизонта Ф-I оценены по категории C_1 и C_2 , и составили по категории C_1 - 2 млрд. 138 млн. пластового газа 482 тыс.т конденсата, по категории C_2 - 17 млрд. 153 млн. пластового газа, 3 млн. 866 тыс.т конденсата.

Начальные геологические запасы пластового газа и конденсата филипповского горизонта Ф-II оценены по категории C_1 и C_2 , и составили по категории C_1 - 866 млн. пластового газа, 151 тыс.т конденсата, по категории C_2 - 987 млн. пластового газа, 152 тыс.т конденсата.

В настоящей работе выделены 11 объектов разработки:

I объект – горизонт P_{1ar} Тепловского поднятия

II объект – горизонт P_{1ar} Тепловского поднятия

III объект – горизонт P_1 kf₁-I Западно-Тепловского поднятия

III объект – горизонт P_{1ar} Западно-Тепловского поднятия

III объект – горизонт P_{1ar} Западно-Тепловского поднятия

IV объект – горизонты P_1 kf₁-II, P_{1ar} Восточно-Гремячинского поднятия

V объект – горизонт P_1 kf₁-II Гремячинского поднятия

VI объект – горизонт P_{1ar} Гремячинского поднятия

VII объект – горизонты P_1 kfl-II, P_{1ar} Ульяновского поднятия

VIII объект – горизонт P_{1ar} Цыгановского поднятия

IX объект – горизонт P_{1ar} Токаревского поднятия

1.5.2. Обоснование расчетных вариантов разработки и их исходные характеристики

Выбор вариантов и определение технологических показателей разработки основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах. При получении дополнительной информации по результатам бурения и исследования эксплуатационных скважин необходимо проводить уточнение геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств и соответствующее уточнение технологических показателей.

Продуктивные залежи месторождения проектируется разрабатывать по 3 расчетным

вариантам разработки на режиме истощения и с поддержанием пластового давления (ППД), различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением и темпами отбора газа.

В I варианте для разработки объектов предусмотрено бурение 12 добывающих скважин, вывод из консервации 2 скважин и вывод из ликвидации 8 скважин с постоянной депрессией $\Delta P = 5$ МПа.

Во II варианте для разработки объектов предусмотрено бурение 20 добывающих скважин, вывод из консервации 2 скважин и вывод из ликвидации 8 скважин, с постоянной депрессией $\Delta P = 5$ МПа.

В III варианте проектируется бурение 20 добывающих и 9 нагнетательных скважин, вывод из консервации 2 скважин и вывод из ликвидации 8 скважин с постоянной депрессией $\Delta P = 7,5$ МПа.

Общие положения для разработки объектов по I-III вариантам:

1. Разработку планируется осуществлять на режиме истощения по вариантам I, II и с ППД по варианту III.
2. Коэффициент эксплуатации добывающих скважин – 0,95.
3. Технологический режим эксплуатации скважин – режим постоянной депрессии ($\Delta P = \text{Const}$).

Вариант 1. В данном варианте предусматривается совместная разработка на естественном режиме с одновременным вводом в эксплуатацию газоконденсатной залежи и нефтяной оторочки. Ввод скважин из бурения 12 ед., из них 8 вертикальные и 4 горизонтальные (в 2026-2040 гг.). Также планируется ввод из консервации 2-х скважин и вывод из ликвидации 8 скважин. Технологический режим эксплуатации скважин - режим постоянной депрессии ($\Delta P = 5$ МПа).

В 2026 году вводится в разработку I объект (Тепловское поднятие), в 2027 году III объект (Западно-Тепловское поднятие) и в 2034 году II объект (Западно-Тепловское поднятие), в 2028 году IV объект (Восточно-Гремячинское), в 2029 году (Гремячинское поднятие), в 2035 году (Ульяновское поднятие), в 2039 году (Токаревское поднятие), в 2040 году (Цыгановское поднятие).

При этом должна производиться контролируемая добыча, как нефти, так и свободного газа для сохранения во времени постоянства объема газовой шапки. Срок разработки 2026-2088 гг.

Вариант 2. Данный вариант аналогичен варианту 1, отличается технологическим режимом и дополнительным бурением 8 скважин. Ввод скважин из бурения 20 ед., из них 4

горизонтальные и 16 вертикальные (в 2026-2045 гг.). Также планируется ввод из консервации 2-х скважин и вывод из ликвидации 8 скважин. Технологический режим эксплуатации скважин - режим постоянной депрессии ($\Delta P=5$ МПа).

В 2026 году вводится в разработку I объект (Тепловское поднятие), в 2027 году III объект (Западно-Тепловское поднятие) и в 2034 году II объект (Западно-Тепловское поднятие), в 2028 году IV объект (Восточно-Гремячинское), в 2029 году (Гремячинское поднятие), в 2035 году (Ульяновское поднятие), в 2039 году (Токаревское поднятие), в 2040 году (Цыгановское поднятие).

При этом должна производиться контролируемая добыча, как нефти, так и свободного газа для сохранения во времени постоянства объема газовой шапки. Срок разработки 2026-2085 гг.

Вариант 3. В данном варианте предусматривается совместная разработка на естественном режиме с одновременным вводом в эксплуатацию газоконденсатной залежи и нефтяной оторочки.

Разработка объектов I, II, III, IV, VI предусматривается с поддержанием пластового давления с 100% - обратной закачкой сухого газа в пласт ("сайклинг-процесс") при депрессии на пласт 7,5 МПа.

Ввод добывающих скважин из бурения 20 ед., из них 8 горизонтальные и 12 вертикальные, нагнетательных скважин 9 ед. (в 2026-2045 гг.). Также планируется ввод из консервации 2-х скважин и вывод из ликвидации 8 скважин. Технологический режим эксплуатации скважин - режим постоянной депрессии ($\Delta P=7,5$ МПа).

В 2026 году вводится в разработку I объект (Тепловское поднятие), в 2027 году III объект (Западно-Тепловское поднятие) и в 2034 году II объект (Западно-Тепловское поднятие), в 2028 году IV объект (Восточно-Гремячинское), в 2029 году (Гремячинское поднятие), в 2035 году (Ульяновское поднятие), в 2039 году (Токаревское поднятие), в 2040 году (Цыгановское поднятие).

При этом должна производиться контролируемая добыча, как нефти, так и свободного газа для сохранения во времени постоянства объема газовой шапки. Срок разработки 2026-2051 гг.

1.5.3. Технологические показатели вариантов разработки

В данном проекте были рассмотрены и рассчитаны технологические показатели по двум вариантам разработки. С учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добычных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения

скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

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

Вариант 1

Проектно-рентабельный период разработки – 2026 - 2088 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1 511,0 тыс.т.

Накопленная добыча газа за проектно-рентабельный период – 17 447,5 млн.м³.

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период – 2379,8 тыс.т.

Рентабельный КИН – 0,207 д.ед.

Вариант 2 (Рекомендуемый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2026 - 2085 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 2304,5 тыс.т.

Накопленная добыча газа за проектно-рентабельный период – 20001,0 млн.м³.

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период – 2790,5 тыс.т.

Рентабельный КИН – 0,206 д.ед.

Вариант 3

Проектно-рентабельный период разработки – 2026 - 2051 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 1653,1 тыс.т.

Накопленная добыча газа за проектно-рентабельный период – 19958,8 млн.м³.

Накопленная добыча конденсата за проектно-рентабельный период – 3646,2 тыс.т.

Накопленная закачка газа – 15838,8 млн.м³

Рентабельный КИН – 0,227 д.ед.

1.5.4 Анализ текущего состояния разработки месторождения

1.5.4.1 Анализ структуры фонда скважин и текущих дебитов, технологических показателей разработки

По состоянию на 01.06.2024 г. фонд пробуренных скважин на Тепловско-Токаревском месторождении составляет 93 скважин, из них 2 скважины в испытании остальные ликвидированы.

В таблице 1.5.4.1. представлена характеристика фонда скважин Тепловско-Токаревского месторождения по состоянию на 01.06.2024 г.

В таблице 1.5.4.2 приведено техническое состояние пробуренных скважин по месторождению.

Месторождение Тепловское

На месторождении всего пробурено 11 скважин: 2 параметрических (П-1, П-36), 7 поисковых (Трл32, Трл33, Трл43, Трл45, Трл48, Трл53, Трл54) и 2 разведочных (Трл72, Трл74) скважин.

Все скважины на 01.07.2024 г. находятся в ликвидации, кроме скважин Трл72 и Трл74 которые находятся в консервации.

Месторождение Западно-Тепловское

На месторождении пробурено всего 21 скважин, из них 17 поисковых (5, 6, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 28, 29, 31-н, 35 и 40), 4 параметрических (П-2, П-3, П-4, П-61 Кутяковская) и 2 разведочные (7, 8) скважины.

Скважины были ликвидированы по геологическим и по техническим в период 1980 – 1990 гг.

Месторождение Восточно-Гремячинское

На месторождение пробурены 10 поисковых скважин и две параметрические П-20 и П-22 (таблица 1.1.3.1.). Из всех пробуренных скважин продуктивными оказались 4 (9, 26, 39, 40). По состоянию на 01.07.2024 г. все пробуренные скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Месторождение Гремячинское

На месторождении пробурено 20 поисковых и разведочных скважин, и одна параметрическая (П-25) глубиной 3350 м в пределах залежи оказались 11 скважин. По состоянию на 01.07.2024 г. все пробуренные скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Месторождение Токаревское

Фонд пробуренных скважин месторождения Токаревское составляет 10 (1, 2, 3, 4, 6, 19, 69, 28, 71, 80) скважин, из них 9 (1, 2, 3, 4, 6, 19, 69, 71, 80) скважиннаходятся в ликвидации по техническим, геологическим причинам и 1 (28) в консервации.

Причинами ликвидации скважин послужили низкие притоки газа и конденсата.

Месторождение Цыгановское

На месторождении пробурено 9 скважин, из них: 6 поисковых (24, 25, 26, 27, 28, 29), 2 параметрических (П-42 и П-44) и 1 разведочная скважина (66). На момент составления данной работы все скважины ликвидированы. Причинами ликвидации скважин послужили низкие притоки газа и конденсата.

Месторождение Ульяновское

По состоянию на 01.07.2024 г. фонд пробуренных скважин месторождения составляет 9 (17,

18, 19, 20, П-21, П-47, 63, 64, 65) скважин, все пробуренные скважины находятся в ликвидации, из них 9 скважин ликвидированы по геологическим причинам, в 1 (64) скважине отсутствуют данные.

Таблица 1.5.4.1 – Характеристика фонда скважин Тепловско-Токаревского месторождения по состоянию на 01.07.2024 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Поднятия							По месторождению
		Тепловское	Западно-Тепловское	Восточно-Гремячинское	Гремячинское	Ульяновское	Цыгановское	Токаревское	
Фонд добывающих скважин	Всего:								
	действующие:								
	Фонтан								
	ЭВН								
	ШГН								
	в бездействии:								
Фонд нагнетательных скважин	Всего:								
	под закачкой:								
	в бездействии:								
	во временном простое:								
в КРС		1 (72)							1
в испытании		1 (74)							1
Ликвидированные:		9 (32, 33, 43, 45, 48, 53, 54, П-1, П-36)	21 (5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 28, 29, 31-Н, 35, 40, П-2, П-3, П-4, П-61)	12 (9, 10, 19, П-20, П-22, 26, 30, 34, 37, 38, 39, 40)	21 (57, 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 13, 25, 51, 52, 55, 56, 58, 59, 60, 61, 11)	9 (17, 18, 19, 20, 63, 64, 65, П-21, П-47)	9 (П-44, 24, 25, 26, 27, 28, 29, П-42, 66)	9 (1, 2, 4, 6, 19, 69, 71, 80, 3)	90
Водозаборный фонд (в консервации)									
Наблюдательный фонд									
В консервации								1 (28*)	1
В освоении									
Весь пробуренный фонд скважин:		11	21	12	21	9	9	10	93

Таблица 1.5.4.2 – Техническое состояние пробуренных скважин по состоянию на 01.07.2024 г

№ Сква.	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Глубина скважины, м		Конструкция скважины		Состояние скважин на 01.07.2024 г.
			проект	факт.	диаметр, мм	глубина, м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Токаревское поднятие							
Tok1	06.08.1979	24.01.1980	3200	2840	219,1	1605	ликв. по геол. пр.
Tok2_1	14.09.1979	14.04.1980	3200	3093	219,1	1698	
					139,7	3080,9	
Tok3	23.10.1987	30.06.1988	4400	3088	244,5	2200	
					193,7	2950-2200	
Tok4	28.04.1980	07.08.1980	3200	3069	219,1	1669	
					139,7	3069	
Tok6	04.06.1980	18.10.1980	3200	3000	219,1	1595,5	
					139,7	2997,83	

Tok19	24.07.1988	14.12.1988	3100	3038	244,5 219,1 139,7	1484 3000,61	
Tok28_2 16.02.1989	21.12.1989 3000	3009	219,1	139,7	2000	3000	во временной консервации
Tok69	27.09.1990	02.02.1991	3000	3025	219,1	1392	ликв. по геол.пр.
Tok71	01.04.1991	-	3000	2800	219,1	1535	
Tok80	04.03.1990	18.07.1990	3000	3015	244,5 219,1	1484	
Цыгановское поднятие							
Tsg24	27.06.1976	28.01.1977	4300	3211	- 139,7	- 3049,23	ликв. по геол.пр..
Tsg25	28.02.1977	15.06.1977	3200	3106	219,1	1841	
Tsg26_1	17.05.1976	22.01.1977	4300	4315	299	2484	
					219,1	2970	
Tsg27	30.10.1978	09.05.1979	3300	3120	219,1	1608	
Tsg28	21.07.1977	26.08.1978	4300	4300	219,1	3329	
					139,7	4295	
Tsg29_1	24.09.1978	09.07.1979	3300	3110	219,1	1627	
Tsg42	24.10.1975	22.02.1976	3500	3252	219,1	1579	
Tsg44_1	31.08.1975	04.06.1976	3300	3258	244,5	1811	
Tsg66	06.02.1990	12.06.1990	3200	3100	244,5+219,1	1562	
Ульяновское поднятие							
Uln17	10.01.1976	03.09.1976	3300	3309	219,1	1639	ликв. по геол.пр.
					139,7	2992,5	
Uln18	23.09.1976	27.03.1977	3300	2965	219,1	1482	
Uln19	28.05.1978	22.09.1978	3300	3024	219,1	1707	
					139,7	3014	
Uln20	27.08.1977	30.06.1978	3300	3067	219,1	2052	
					139,7	3024	
Uln21	24.02.1977	10.03.1980	3500	4138	299	2866	
					219,1	3855	
Uln47	24.04.1976	01.02.1977	5500	3418	299	2864,2	
					139,7	3137	
Uln63	21.05.1988	17.01.1989	3200	3016	244,5+219,1	1430	
					139,7	3002,6	
Uln64	28.11.1990		3200	3032	219,1	1470,9	
Uln65	16.03.1989	05.10.1989	3200	3004	219,1+244,5	1500	
					139,7	2990,8	
Гремячинское поднятие							
Grm1	25.05.1973	03.03.1974	3200	3301	219,1	2830	ликв. по геол.пр.
					146+127	3118	
Grm2_1	19.06.1974	01.06.1975	3500	3505	219,1	1382	
					139,7	3204	
Grm3_1	06.05.1975	24.09.1975	3200	3209	219,1	1497	
					139,7	2886	
Grm4	28.06.1975	27.10.1975	3200	3200	219,1	1633	
Grm5	28.07.1975	17.11.1975	3200	3020	219,1	1538	
					139,7+146	3014,9	
Grm7_1	14.09.1978	24.10.1979	3200	2977	219,1	1695	
					139,7	2963,5	
Grm8	03.07.1978	01.11.1978	3200	3310			
Grm9	17.09.1975	17.02.1976	3200	3454	219,1	1486	
Grm10	07.05.1977	19.08.1977	3200	3074	219,1	1645	
					139,7	3068,1	
Grm11	16.09.1977	15.07.1978	5300	3662	299	1345,3	
					139,7	3592	
Grm13	06.08.1978	19.02.1979	3200	3051	219	1476	

ОПИСАНИЕ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
100

					139,7	3200	
Grm25	20.03.1975	11.09.1975	3200	3350	219,1	1501	
					139,7	2927,8	
Grm51	27.12.1979	01.08.1980	3200	2984	219,1	1575	
					139,7	2971,52	
Grm52	29.08.1980	09.05.1981	3200	2990	219,1	1658	
					139,7+146	2989,5	
Grm55	31.01.1981	10.08.1981	3200	3090	219,1	1478	
					139,7	2881,15	
Grm56	27.10.1981	03.08.1982	3200	3090	219,1	1432	
Grm57	04.12.1981	27.08.1982	3200	3357	219,1	1475,5	
Grm58	29.05.1981	23.10.1981	3200	2993	219,1	1620	
					139,7	2987	
Grm59	25.06.1982	10.12.1982	3200	3010	219,1	1491,6	
					139,7	3004,71	
Grm60	30.01.1983	03.08.1983	3200	2960	219,1	1506	
					139,7	2905,85	
Grm61_1	15.09.1988	05.09.1989	3200	2919	219,1	1512	
Восточно-Гремячинское поднятие							
Egr9	30.12.1975	02.03.1978	3200	3023	219,1	1695	
					139,7	3011,6	
Egr10_2	21.06.1977	22.12.1977	3200	3202	219,1	1840	
Egr19	30.03.1974	16.07.1974	3500	3200	219,1	1616	ликв. по геол.пр.
Egr20	13.06.1975	11.10.1975	3200	3209	219,1	1279	
					139,7	3149	
Egr22	10.11.1974	05.05.1975	3200	3200	219,1	1090	
					139,7	3097,5	
Egr26_1	17.12.1976	21.05.1975	3200	3060	219,1	1543	
					139,7	3055,5	
Egr30	30.04.1974	15.09.1974	3300	3310	219,1	1333	
Egr34_1	28.03.1977	04.10.1977	3200	3203	219,1	1519	
Egr37	01.01.1978	14.06.1978	3200	3105	219,1	1589	ликв.
					139,7	3092	
Egr38_1	26.07.1978	04.11.1979	3200	3050	219,1	2815	
					168,3		
Egr39	30.12.1978	07.04.1979	3200	3050	219,1	1556	
					139,7	3034	
Egr40	27.03.1979	01.08.1979	3200	3051	219,1	1537	
					139,7	3042,8	
Западно-Тепловское поднятие							
Wtp2	20.07.1970	09.05.1973	5000	4733	219,1	3003	
					168,3	4491	
Wtp3	30.11.1970	07.08.1973	4650	4417	244,5+219,1	2866	
					146	4344,65	
Wtp4	25.04.1971	15.10.1973	4600	4553	244,5+219,1	2858	
					146	4295,8	
Wtp5	21.09.1972	12.05.1972	4000	2891	244,5+219,1	2805	
					139,7	2854,18	
Wtp6	26.08.1974	08.01.1975	3300	3500	219,1	1367,3	ликв. по тех.пр.
Wtp7	23.03.1976	13.08.1976	3200	3052	219,1	2872	
					139,7	3049,3	
Wtp8	26.08.1976	03.03.1977	3200	3129	219,1	2859	
Wtp11	24.03.1972	09.05.1973	3500	3378	219,1	2874	
					146	3130	
Wtp12	25.06.1973	21.10.1973	3300	3252	219,1	1383	
					146	3229	
Wtp13	12.03.1973	08.01.1974	3300	3214	219,1	1466	ликв. по геол.пр.
					146	3199	

Wtp14	16.12.1973	26.11.1973	3300	3220	219,1 146	2832 3217,5	
Wtp15	16.09.1973	18.02.1974	3300	3300	219,1 139,7	1524 3297	
Wtp16	30.10.1973	31.03.1974	3300	3450	219,1	1525	
Wtp17	10.12.1973	12.04.1974	3500	3406	219,1	1570	
Wtp18	14.05.1974	15.09.1974	3500	3306	219,1 146	1000 3052,21	
Wtp28	23.01.1974	30.07.1974	3300	3100	- 168	- 582,66	
Wtp29	13.06.1974	01.10.1974	3300	3301	219,1 168	850 757,19	
Wtp31_1_1_1	24.09.1976	19.02.1979	3300	3171	219,1 139,7	1021 3086,17	
Wtp35_1_1	13.03.1974	12.12.1974	3300	3672	219,1	1494	
Wtp40	10.05.1979	18.09.1980	3200	2942	219,1	2771	
Wtp61	17.08.1990	5600			219,1	3762	
Тепловское поднятие							
Tpl1	14.09.1965	12.08.1969	5000	4565	219,1 139,7	(1050-3426) 4335	
Tpl32	08.11.1976	01.04.1977	3300	3187	219,1 139,7	1452 3145	
Tpl33	03.07.1978	13.11.1978	3300	3195	219 146	146*320 139,7	
Tpl36	01.11.1974	30.09.1975	4300	4305	219,1	3113	
Tpl43	26.12.1978	28.05.1979	3200	3105	219,1 139,7	1438 3091,7	
Tpl45	26.11.1979	24.03.1980	3200	3435	219,1	1525,5	
Tpl48_1	31.07.1980	23.12.1980	3200	3030	219,1	1595	
Tpl53_1	25.06.1979	02.01.1980	3200	3030	219,1 139,7	1248 3010,9	
Tpl54	04.03.1980	11.07.1980	3200	3032	219,1 139,7	1677 3030,16	
Tpl72	23.05.1991	02.09.1991	3200	3056	244,5+219,1 139,7	1537,7 3055	в КРС
Tpl74	14.08.1989	12.01.1990	3200	3105	244,5+219,1 139,7	1490 3100	в испытании

1.5.5 Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Система внутривнепромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки товарной нефти и газа и сдачи потребителю.

По состоянию на 01.07.2024 г. на Тепловско-Токаревском месторождении наземное обустройство объектами сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции отсутствует.

Разработка общей концепции обустройства Тепловско-Токаревского месторождения велась с учетом сложившейся региональной инфраструктуры, размещения поднятий относительно друг друга, удаленности от населенных пунктов, наличия в регионе действующих производственных объектов (мощностей) по подготовке/переработке нефти,

газа и конденсата, прогнозных объемов добычи нефти, газа и конденсата по каждому поднятию, а также потребности в товарных продуктах подготовки/переработки нефти, газа и конденсата на внутреннем и внешнем рынках.

Проектные решения

По рекомендованному варианту разработки предусмотрена разработка всей группы поднятий совместно, однако ввод в эксплуатацию скважин и отдельных блоков предусматривается в разное время и разделен по фазам.

В первой фазе предусматривается:

1) С 2026 по 2029 гг.: в 2026 г. бурение скважины Tpl-101 на Тепловском поднятии, в 2027 г. - вывод из консервации скважин Tpl-72 и Tpl-74.

2) Построить центральный пункт сбора добываемой продукции недалеко от Тепловского поднятия (рисунок 1.5.5.1.) (Booster Compression Station).

Принципиальная схема системы сбора добываемой продукции по рекомендованному варианту разработки Тепловско-Токаревского месторождения представлена на рисунке 1.5.5.2.

На первоначальном этапе (фаза 1 и 2) планируется эксплуатировать скважины под собственным давлением, поэтому на центральном пункте сбора (ЦПС) предусматривается монтаж газокompрессорной станции при условии падения пластового давления и по мере ввода остальных скважин и месторождений. Схема предлагаемого ЦПС представлена на рисунке 6.3.3.

3) Проложить трубопроводы от скважин Tpl-101, Tpl-72 и Tpl-74 до ЦПС, диаметром 6" и протяженностью 5 км; часть сборного трубопровода диаметром 10" и протяженностью около 40 км, для сбора продукции с месторождений (увеличивается по протяженности по мере подключения новых скважин).

4) Проложить трубопровод 12" от ЦПС Тепловское до месторождения Чинаревское, для подготовки продукции скважин Тепловско-Токаревского месторождения до товарного качества на объектах подготовки месторождения Чинаревское.

5) Пробурить 3 скважины Wtp-102, Egr-103, Grm-104, в 2027, 2028 и 2029 гг. соответственно. Проложить трубопроводы от скв Wtp-102, Egr-103, Grm-104 до общего коллектора, который идет вдоль всех поднятий до ЦПС Тепловское, диаметром 6" и протяженностью Wtp-102 – 1 км, Egr-103 – 1 км, и Grm-104 – 2 км.

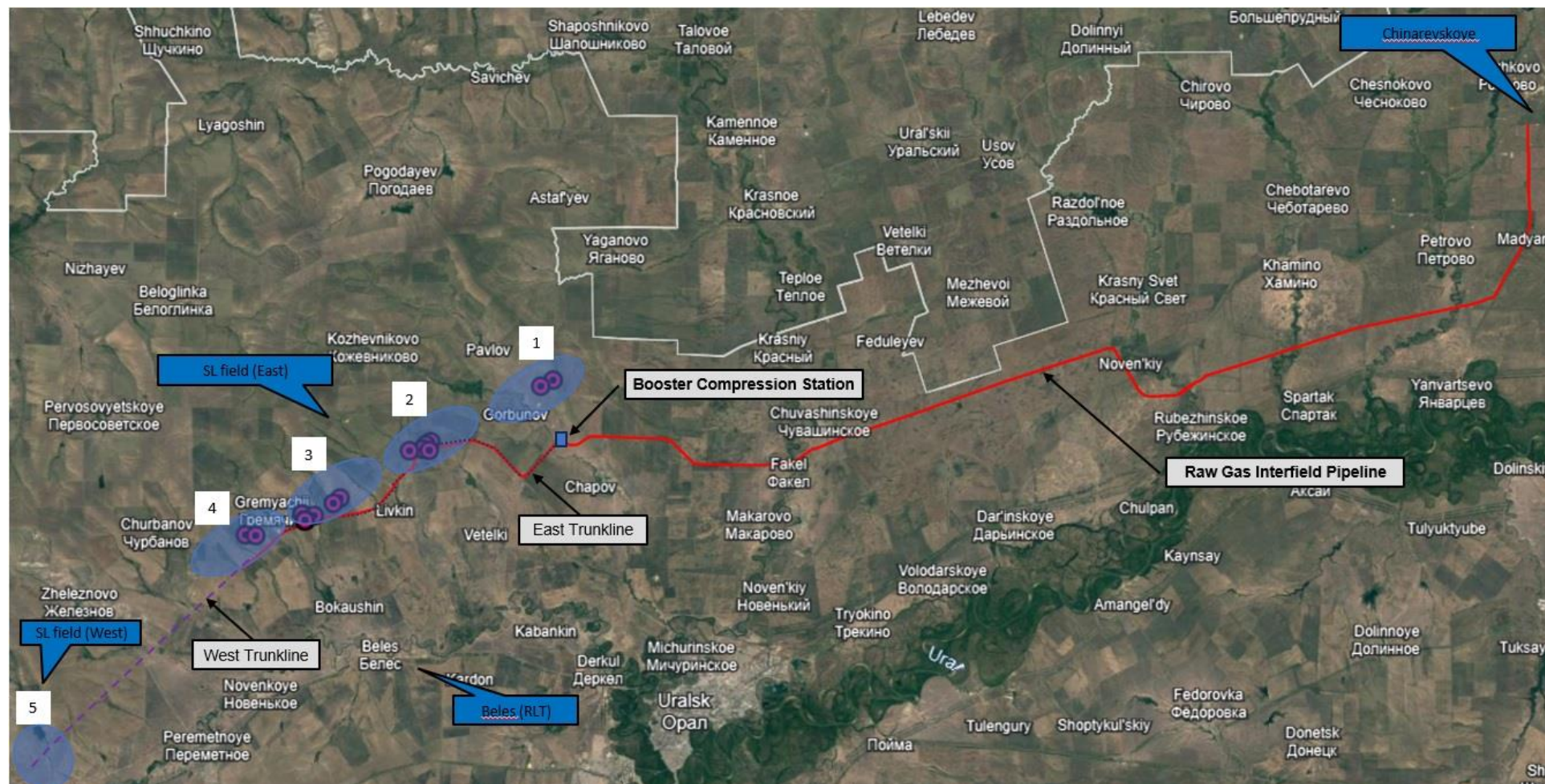


Рисунок 1.5.5.1 – Ситуационная карта Тепловско-Токаревского месторождения

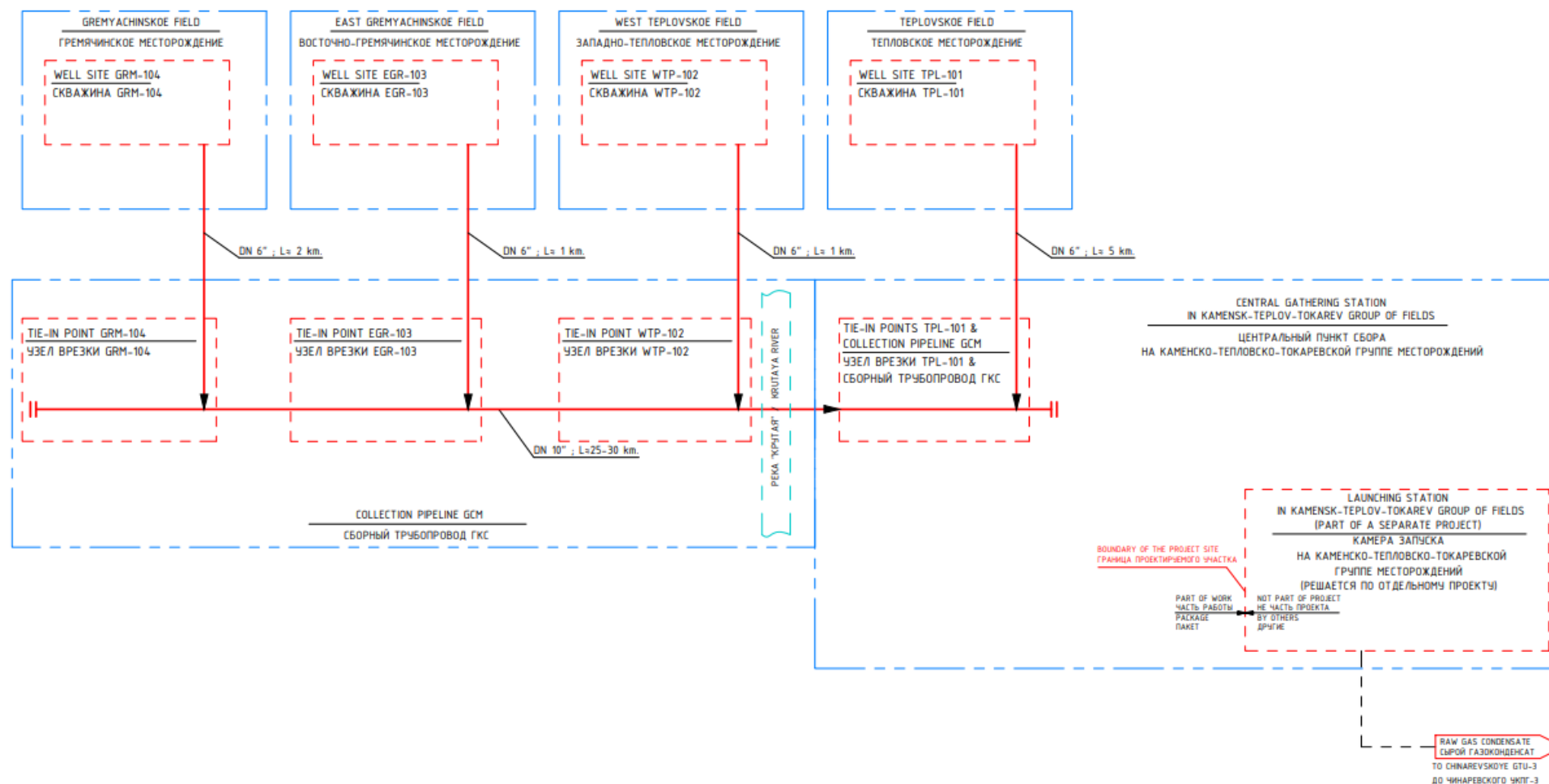


Рисунок 1.5.5.2 – Принципиальная схема системы сбора добываемой продукции по рекомендованному варианту разработки на первой фазе

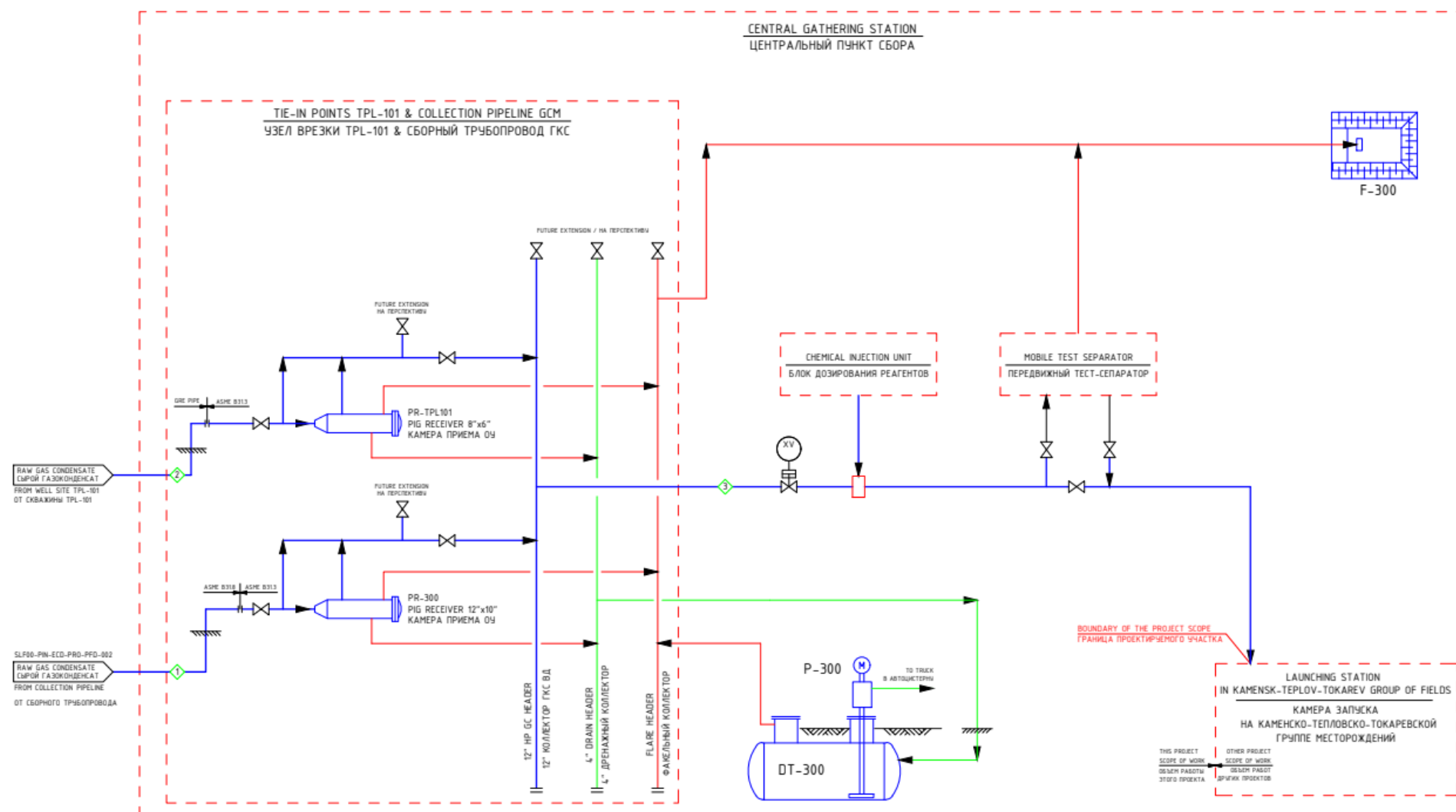


Рисунок 1.5.5.3 – Технологическая схема центрального пункта сбора (при работе скважин под собственным давлением)

Во второй фазе предусматривается:

- 1) С 2030 по 2037 гг. пробурить 9 скважин: Egr-105 в 2030 г., Grm-107 в 2031 г., Wtp в 2032 г., Tpl-108 и Egr в 2033 г., Wtp-109 и Wtp-118 в 2034 г., Tpl- в 2035 г., Grm – в 2037 г.
- 2) Вывод из ликвидационного фонда скважины Wtp в 2032 г. и Grm-59 в 2038 г.
- 3) Проложить трубопроводы 6" от скважин Egr-105 в 2030 г, Grm-107 в 2031 г., Wtp и Wtp в 2032 г., Tpl-108 и Egr в 2033 г., Wtp-109 и Wtp-118 в 2034 г. Tpl - в 2035 г., Grm – в 2037 г., Grm-59 в 2038 г. до сборного трубопровода 10" протяженностью ~ 2 км каждый.
- 4) Прокладка сборного коллектора 10" до месторождения Каменское протяженностью ~ 40 км.
- 5) Построить газосборный пункт (ГСП) в районе месторождения Каменское.
- 6) Проложить трубопровод 8" от ГСП в районе месторождения Каменское до общего коллектора 10" протяженностью ~ 5 км.
- 7) Рассмотреть необходимость расширения ЦПС вблизи поднятия Тепловское с монтажом газокompрессорной станции.
- 8) Бурение и ввод в эксплуатацию скважин на месторождении Каменское: Kmn-110 в 2030-м г., Kmn-111 в 2031 г., Kmn-112 в 2032 г., Kmn- в 2034 г., Kmn- в 2036 г.
- 9) Вывод из ликвидации скважины Uln-63 и прокладка трубопровода от скважины Uln-63 до ГСП в районе месторождения Каменское
- 10) Проложить трубопроводы от скважин Kmn-110, Kmn-111 и Kmn-112, Kmn- в 2034 г., Kmn- в 2036 г. до ГСП в районе месторождения Каменское. Принципиальная схема сбора представлена на рисунке 1.5.5.4.

В третьей фазе предусматривается:

- 1) С 2038 по 2050 гг. бурение и ввод в эксплуатацию трех скважин на поднятиях Ульяновское, Токаревское и Цыгановское: Uln-114 в 2038 году, Tok -116 в 2039 г. и Tsg-115 в 2040 г.
- 2) Проложить трубопроводы от скважин Uln-114, Tok -115, Tsg -116 до ГСП в районе месторождения Каменское.
- 3) Вывод из бурения 1-й скважины поднятия Гремячинское в 2040 г. и 2-х скважин Западно-Тепловского поднятия соответственно в 2041 г. и 2045 г. Проложить трубопроводы 6" от данных скважин до сборного трубопровода 10".
- 4) Вывод из ликвидации скважины Tok-19 в 2042 г., Uln-47 в 2043 г., Uln-17 в 2045 г. Tok-71 - в 2049 г., Tok-28 в 2050 г.

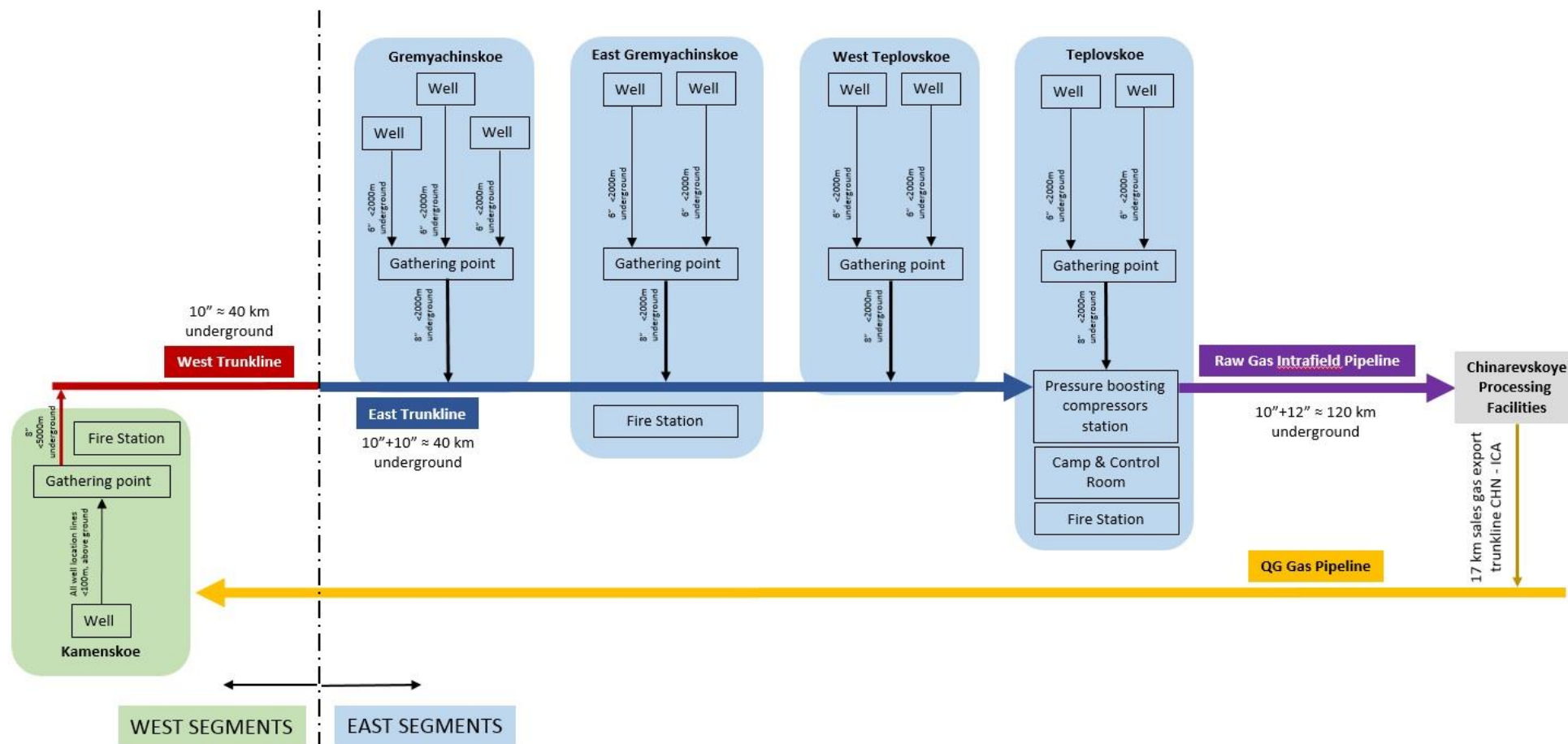


Рисунок 1.5.5.4 – Принципиальная схема системы сбора добываемой продукции по рекомендованному варианту разработки

5) Проложить трубопроводы от скважин Tok-19 в 2042 г., Uln-47 в 2043 г., Uln-17 в 2045 г. Tok-71 - в 2049 г., Tok-28 в 2050 г. до ГСП в районе месторождения Каменское.

Подготовка добываемой продукции до товарного качества предусматривается на УПН и УКПГ месторождения «Чинаревское».

1.5.5 Требования к разработке программы по переработке (утилизации) газа

Регулирование вопросов использования сырого газа в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями, приказами Правительства РК.

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

Вопрос утилизации газа месторождения Тепловско-Токаревское детально должен быть рассмотрен в рамках отдельного документа в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию» [4] утвержденной приказом Министра Энергетики РК №164 от 05 мая 2018 года после утверждения технологических показателей разработки данного документа.

1.5.6 Требования и рекомендации к системе ППД, качеству используемого агента

Система ППД отсутствует.

1.5.7 Рекомендации к конструкциям скважин и производству буровых работ

Требования к конструкции скважин вытекают из горно-геологических условий проводки скважин и их назначения.

Глубина спуска обсадных колонн определяется геологическими условиями, в которых бурится скважина. Фактическая глубина башмака обсадной колонны различна для разных скважин - она зависит от залегания продуктивного пласта. Однако для большинства скважин глубина будет определяться одним и тем же фактором - свойствами встретившегося разреза.

По состоянию на 01.07.2024 г. фонд пробуренных скважин на Тепловско-Токаревском месторождении составляет 93 скважин, из них 2 скважины в испытании остальные ликвидированы.

В таблице 1.5.7.1 приведено техническое состояние пробуренных скважин по месторождению.

Месторождение Тепловское

На месторождении всего пробурено 11 скважин: 2 параметрических (П-1, П-36), 7 поисковых (Трл32, Трл33, Трл43, Трл45, Трл48, Трл53, Трл54) и 2 разведочных (Трл72, Трл74) скважин.

Все скважины на 01.07.2024 г. находятся в ликвидации, кроме скважин Трл72 и Трл74 которые находятся в консервации.

Месторождение Западно-Тепловское

На месторождении пробурено всего 21 скважин, из них 17 поисковых (5, 6, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 28, 29, 31-н, 35 и 40), 4 параметрических (П-2, П-3, П-4, П-61 Кутяковская) и 2 разведочные (7, 8) скважины.

Скважины были ликвидированы по геологическим и по техническим в период 1980 – 1990 гг.

Месторождение Восточно-Гремячинское

На месторождение пробурены 10 поисковых скважин и две параметрические П-20 и П-22. Из всех пробуренных скважин продуктивными оказались 4 (9, 26, 39, 40).

По состоянию на 01.07.2024 г. все пробуренные скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Месторождение Гремячинское

На месторождении пробурено 20 поисковых и разведочных скважин, и одна параметрическая (П-25) глубиной 3350 м в пределах залежи оказались 11 скважин. По состоянию на 01.07.2024 г. все пробуренные скважины ликвидированы по геологическим причинам.

Месторождение Токаревское

Фонд пробуренных скважин месторождения Токаревское составляет 10 (1, 2, 3, 4, 6, 19, 69, 28, 71, 80) скважин, из них 9 (1, 2, 3, 4, 6, 19, 69, 71, 80) скважин находятся в ликвидации по техническим, геологическим причинам и 1 (28) в консервации.

Причинами ликвидации скважин послужили низкие притоки газа и конденсата.

Месторождение Цыгановское

На месторождении пробурено 9 скважин, из них: 6 поисковых (24, 25, 26, 27, 28, 29), 2 параметрических (П-42 и П-44) и 1 разведочная скважина (66). На момент составления данной работы все скважины ликвидированы. Причинами ликвидации скважин послужили низкие притоки газа и конденсата.

Месторождение Ульяновское

По состоянию на 01.07.2024 г. фонд пробуренных скважин месторождения составляет 9 (17, 18, 19, 20, П-21, П-47, 63, 64, 65) скважин, все пробуренные скважины

находятся в ликвидации, из них 9 скважин ликвидированы по геологическим причинам, в 1 (64) скважине отсутствуют данные.

Таблица 1.5.7.1. – Техническое состояние пробуренных скважин по состоянию на 01.06.2024 г

№ Сква.	Дата начала бурения	Дата окончания бурения	Глубина скважины,м		Конструкция скважины		Состояние скважин
			проект	факт.	диаметр, мм	глубина, м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Токаревское поднятие							
Tok1	06.08.1979	24.01.1980	3200	2840	219,1	1605	ликв. по геол.пр.
Tok2_1	14.09.1979	14.04.1980	3200	3093	219,1	1698	
					139,7	3080,9	
Tok3	23.10.1987	30.06.1988	4400	3088	244,5	2200	
					193,7	2950-2200	
					139,7	3069	
Tok4	28.04.1980	07.08.1980	3200	3069	219,1	1669	
Tok6	04.06.1980	18.10.1980	3200	3000	219,1	1595,5	
					139,7	2997,83	
Tok19	24.07.1988	14.12.1988	3100	3038	244,5 219,1 139,7	1484 3000,61	
Tok28_2	16.02.1989	21.12.1989	3000	3009	219,1 139,7	2000 3000	во временной консервации
Tok69	27.09.1990	02.02.1991	3000	3025	219,1	1392	ликв. по геол.пр.
Tok71	01.04.1991	-	3000	2800	219,1	1535	
Tok80	04.03.1990	18.07.1990	3000	3015	244,5	1484	
					219,1		
Цыгановское поднятие							
Tsg24	27.06.1976	28.01.1977	4300	3211	- 139,7	- 3049,23	ликв. по геол.пр..
Tsg25	28.02.1977	15.06.1977	3200	3106	219,1	1841	
Tsg26_1	17.05.1976	22.01.1977	4300	4315	299	2484	
					219,1	2970	
Tsg27	30.10.1978	09.05.1979	3300	3120	219,1	1608	
Tsg28	21.07.1977	26.08.1978	4300	4300	219,1	3329	
					139,7	4295	
Tsg29_1	24.09.1978	09.07.1979	3300	3110	219,1	1627	
Tsg42	24.10.1975	22.02.1976	3500	3252	219,1	1579	
Tsg44_1	31.08.1975	04.06.1976	3300	3258	244,5	1811	
Tsg66	06.02.1990	12.06.1990	3200	3100	244,5+219,1	1562	
Ульяновское поднятие							
Uln17	10.01.1976	03.09.1976	3300	3309	219,1	1639	ликв. по геол.пр.
					139,7	2992,5	
Uln18	23.09.1976	27.03.1977	3300	2965	219,1	1482	
Uln19	28.05.1978	22.09.1978	3300	3024	219,1	1707	
					139,7	3014	
Uln20	27.08.1977	30.06.1978	3300	3067	219,1	2052	
					139,7	3024	
Uln21	24.02.1977	10.03.1980	3500	4138	299	2866	
					219,1	3855	
Uln47	24.04.1976	01.02.1977	5500	3418	299	2864,2	
					139,7	3137	
Uln63	21.05.1988	17.01.1989	3200	3016	244,5+219,1	1430	
					139,7	3002,6	
Uln64	28.11.1990		3200	3032	219,1	1470,9	
Uln65	16.03.1989	05.10.1989	3200	3004	219,1+244,5	1500	
					139,7	2990,8	
Гремячинское поднятие							
Grm1	25.05.1973	03.03.1974	3200	3301	219,1	2830	ликв. по геол.пр.
					146+127	3118	
Grm2_1	19.06.1974	01.06.1975	3500	3505	219,1	1382	
					139,7	3204	
Grm3_1	06.05.1975	24.09.1975	3200	3209	219,1	1497	

					139,7	2886	
Grm4	28.06.1975	27.10.1975	3200	3200	219,1	1633	
Grm5	28.07.1975	17.11.1975	3200	3020	219,1	1538	
					139,7+146	3014,9	
Grm7_1	14.09.1978	24.10.1979	3200	2977	219,1	1695	
					139,7	2963,5	
Grm8	03.07.1978	01.11.1978	3200	3310			ликв. по геол.пр.
Grm9	17.09.1975	17.02.1976	3200	3454	219,1	1486	
Grm10	07.05.1977	19.08.1977	3200	3074	219,1	1645	
					139,7	3068,1	
Grm11	16.09.1977	15.07.1978	5300	3662	299	1345,3	
					139,7	3592	
Grm13	06.08.1978	19.02.1979	3200	3051	219	1476	
					139,7	3200	
Grm25	20.03.1975	11.09.1975	3200	3350	219,1	1501	
					139,7	2927,8	
Grm51	27.12.1979	01.08.1980	3200	2984	219,1	1575	
					139,7	2971,52	
Grm52	29.08.1980	09.05.1981	3200	2990	219,1	1658	
					139,7+146	2989,5	
Grm55	31.01.1981	10.08.1981	3200	3090	219,1	1478	
					139,7	2881,15	
Grm56	27.10.1981	03.08.1982	3200	3090	219,1	1432	
Grm57	04.12.1981	27.08.1982	3200	3357	219,1	1475,5	
Grm58	29.05.1981	23.10.1981	3200	2993	219,1	1620	
					139,7	2987	
Grm59	25.06.1982	10.12.1982	3200	3010	219,1	1491,6	
					139,7	3004,71	
Grm60	30.01.1983	03.08.1983	3200	2960	219,1	1506	
					139,7	2905,85	
Grm61_1	15.09.1988	05.09.1989	3200	2919	219,1	1512	
Восточно-Гремячинское поднятие							
Egr9	30.12.1975	02.03.1978	3200	3023	219,1	1695	ликв. по геол.пр.
					139,7	3011,6	
Egr10_2	21.06.1977	22.12.1977	3200	3202	219,1	1840	
Egr19	30.03.1974	16.07.1974	3500	3200	219,1	1616	
Egr20	13.06.1975	11.10.1975	3200	3209	219,1	1279	
					139,7	3149	
Egr22	10.11.1974	05.05.1975	3200	3200	219,1	1090	
					139,7	3097,5	
Egr26_1	17.12.1976	21.05.1975	3200	3060	219,1	1543	ЛИКВ.
					139,7	3055,5	
Egr30	30.04.1974	15.09.1974	3300	3310	219,1	1333	
Egr34_1	28.03.1977	04.10.1977	3200	3203	219,1	1519	
Egr37	01.01.1978	14.06.1978	3200	3105	219,1	1589	
					139,7	3092	
Egr38_1	26.07.1978	04.11.1979	3200	3050	219,1	2815	
					168,3		
Egr39	30.12.1978	07.04.1979	3200	3050	219,1	1556	
					139,7	3034	
Egr40	27.03.1979	01.08.1979	3200	3051	219,1	1537	
					139,7	3042,8	
Западно-Тепловское поднятие							
Wtp2	20.07.1970	09.05.1973	5000	4733	219,1	3003	ликв. по тех.пр.
					168,3	4491	
Wtp3	30.11.1970	07.08.1973	4650	4417	244,5+219,1	2866	
					146	4344,65	
Wtp4	25.04.1971	15.10.1973	4600	4553	244,5+219,1	2858	
					146	4295,8	
Wtp5	21.09.1972	12.05.1972	4000	2891	244,5+219,1	2805	
					139,7	2854,18	
Wtp6	26.08.1974	08.01.1975	3300	3500	219,1	1367,3	
Wtp7	23.03.1976	13.08.1976	3200	3052	219,1	2872	

					139,7	3049,3	
Wtp8	26.08.1976	03.03.1977	3200	3129	219,1	2859	
Wtp11	24.03.1972	09.05.1973	3500	3378	219,1	2874	
					146	3130	
Wtp12	25.06.1973	21.10.1973	3300	3252	219,1	1383	
					146	3229	
Wtp13	12.03.1973	08.01.1974	3300	3214	219,1 146	1466 3199	ликв. по геол.пр.
Wtp14	16.12.1973	26.11.1973	3300	3220	219,1 146	2832 3217,5	
Wtp15	16.09.1973	18.02.1974	3300	3300	219,1	1524	
					139,7	3297	
Wtp16	30.10.1973	31.03.1974	3300	3450	219,1	1525	
Wtp17	10.12.1973	12.04.1974	3500	3406	219,1	1570	
Wtp18	14.05.1974	15.09.1974	3500	3306	219,1	1000	
					146	3052,21	
Wtp28	23.01.1974	30.07.1974	3300	3100	-	-	
					168	582,66	
Wtp29	13.06.1974	01.10.1974	3300	3301	219,1	850	
					168	757,19	
Wtp31_1_1_1	24.09.1976	19.02.1979	3300	3171	219,1	1021	
					139,7	3086,17	
Wtp35_1_1	13.03.1974	12.12.1974	3300	3672	219,1	1494	
Wtp40	10.05.1979	18.09.1980	3200	2942	219,1	2771	
Wtp61	17.08.1990	5600			219,1	3762	
Тепловское поднятие							
Tpl1	14.09.1965	12.08.1969	5000	4565	219,1	(1050-3426)	ЛИКВ.
					139,7	4335	
Tpl32	08.11.1976	01.04.1977	3300	3187	219,1	1452	
					139,7	3145	
Tpl33	03.07.1978	13.11.1978	3300	3195	219	146*320	
					146	139,7	
Tpl36	01.11.1974	30.09.1975	4300	4305	219,1	3113	
					219,1	1438	
Tpl43	26.12.1978	28.05.1979	3200	3105	139,7	3091,7	
					219,1	1525,5	
Tpl45	26.11.1979	24.03.1980	3200	3435	219,1	1525,5	
Tpl48_1	31.07.1980	23.12.1980	3200	3030	219,1	1595	
Tpl53_1	25.06.1979	02.01.1980	3200	3030	219,1	1248	
					139,7	3010,9	
Tpl54	04.03.1980	11.07.1980	3200	3032	219,1	1677	
					139,7	3030,16	
Tpl72	23.05.1991	02.09.1991	3200	3056	244,5+219,1	1537,7	в КРС
					139,7	3055	
Tpl74	14.08.1989	12.01.1990	3200	3105	244,5+219,1	1490	в испытании
					139,7	3100	

На месторождениях ТТГМ планируется бурения 4 оценочных скважины (№№ R-1, R-2, R-3, R-4).

А также планируется ввод скважин из бурения 20 единиц, из них 4 горизонтальные и 16 вертикальные:

а) Проектные горизонтальные скважины:

- 1) Тепловское – №101
- 2) Зап.Тепловское – №102
- 3) Гремячинское – №104
- 4) Вост.Гремячинское – №103

б) Проектные вертикальные скважины:

- 1) Вост.Гремячинское – №№105, 126.
- 2) Гремячинское – №№106, 107, 127, 128.
- 3) Тепловское – №№108, 117.
- 4) Зап.Тепловское – №№109, 118, 119, 120, 125.
- 5) Токаревское – №115
- 6) Ульяновское – №114
- 7) Цыгановское – №116

Планируется ввод скважины из консервации – 2 скв.:

- Тепловское (№№72, 74).

Ввод скважины из ликвидации – 8 скв.:

- Зап.Тепловское – №18

- Гремячинское – №59

- Ульяновское – (№№17, 47, 63).

- Токаревское – (№№19, 28, 71).

В соответствии с этим, а также с учетом конкретных геолого-физических характеристик залегаемых пород и условий вскрытия продуктивных пластов для месторождений ТТГМ и Каменское рекомендуются следующие варианты конструкций скважин в зависимости от применяемой технологии:

Таблица 1.5.7.2 – Рекомендуемая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин для месторождения Гремячинское и Вост.Гремячинское.

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	609,6	508,0	50	0
Кондуктор	444,5	339,7	550	0
Промежуточная колонна	311,1	244,5	2850	0
Эксплуатационный хвостовик	215,9	177,8	2750*-3000	2750
Примечание - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений. * Глубина установки головы хвостовика корректируется по фактическим условиям бурения скважин с учетом перекрытия интервала текучих солей двумя обсадными колоннами.				

Таблица 1.5.7.3 – Рекомендуемая конструкция горизонтальных эксплуатационных скважин для месторождения Гремячинское и Вост.Гремячинское.

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	609,6	473,1	10	0
Кондуктор	444,5	339,7	50	0
Промежуточная колонна	311,1	244,5	600	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	2850	0
Эксплуатационный хвостовик	152,4	127,0	2750-3000/3300*	2750**
Примечания				

- 1 В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;
- 2 Глубина установки головы хвостовика корректируется по фактическим условиям бурения скважин с учетом перекрытия интервала текучих солей двумя обсадными колоннами.
- * Глубина спуска хвостовика по вертикали/по стволу;
- ** Эксплуатационный хвостовик состоит из двух частей – цементируемой и нецементируемой (перфорированный или щелевой хвостовик, установленный в горизонтальной части ствола).

Таблица 1.5.7.4 – Рекомендуемая конструкция вертикальных эксплуатационных скважин для месторождения Тепловское и Зап.Тепловское.

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	609,6	508,0	50	0
Кондуктор	444,5	339,7	550	0
Промежуточная колонна	311,1	244,5	2850	0
Эксплуатационный хвостовик	215,9	177,8	2750*-3000	2750

Примечание - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

* Глубина установки головы хвостовика корректируется по фактическим условиям бурения скважин с учетом перекрытия интервала текучих солей двумя обсадными колоннами.

Таблица 1.5.7. 5 – Рекомендуемая конструкция горизонтальных эксплуатационных скважин для месторождения Тепловское и Зап.Тепловское.

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	609,6	473,1	10	0
Кондуктор	444,5	339,7	50	0
Промежуточная колонна	311,1	244,5	600	0
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	2850	0
Эксплуатационный хвостовик	152,4	127,0	2750-3000/3300*	2750**

Примечания

1 В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений;

2 Глубина установки головы хвостовика корректируется по фактическим условиям бурения скважин с учетом перекрытия интервала текучих солей двумя обсадными колоннами.

* Глубина спуска хвостовика по вертикали/по стволу;

** Эксплуатационный хвостовик состоит из двух частей – цементируемой и нецементируемой (перфорированный или щелевой хвостовик, установленный в горизонтальной части ствола).

Таблица 1.5.7.6 – Рекомендуемая конструкция эксплуатационных скважин для месторождений Токаревское, Ульяновское и Цыгановское.

Наименование колонны	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента, м
	долота	колонны		
Направление	609,6	508,0	100	0
Кондуктор	444,5	339,7	500	0
Промежуточная колонна	311,1	244,5	2850	0
Эксплуатационный хвостовик	215,9	177,8	2750*-3000	2750

Примечание - В таблице приведены усредненные глубины спуска обсадных колонн, на каждой проектной скважине глубину спуска обсадных колонн устанавливают в соответствии с интервалами залегания перекрываемых ими отложений.

* Глубина установки головы хвостовика корректируется по фактическим условиям бурения скважин с учетом перекрытия интервала текучих солей двумя обсадными колоннами.

1. Направление - цементируется до устья с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений, обвязки устья скважины с циркуляционной системой буровой установки.
2. Кондуктор - цементируется до устья прямым способом с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием газонефтяного горизонта.
3. Промежуточная колонна - спускается для перекрытия солевых отложений и цементируется до устья с целью недопущения гидроразрыва пород при ликвидации ГНВП и установки противовыбросового оборудования перед вскрытием газонефтяного горизонта.
4. Эксплуатационный хвостовик - спускается до проектной глубины для вскрытия всех продуктивных горизонтов добычи продукции.

Как показал анализ и оценка качества, цементирование скважин является одной из основных задач, требующих решения при строительстве и освоении скважин.

Результатом цементирования должно быть предотвращение межпластовых перетоков и формирование герметичного цементного кольца.

На практике выполнение этой задачи трудноразрешимо, из-за недостаточной изученности всех факторов, влияющих на образование цементного камня и идеализации процессов, происходящих в затрубном пространстве.

Существенное влияние на герметичность заколонного пространства оказывает оснастка, подготовка ствола скважины к проведению тампонажных работ, составы тампонажных смесей и буферных жидкостей, средства и технологические способы цементирования.

Следует отметить влияние субъективных факторов на качество цементирования:

-несоблюдение требований технологических проектов на строительство скважин в части технологии цементирования и параметров растворов (недостаточное количество технологической оснастки, применение буровых растворов с повышенной водоотдачей, снижение плотности тампонажного раствора за счет избыточной воды, закачка нестабильного по плотности цементного раствора);

-отсутствие необходимых тампонажных материалов (качественных цемента, химреагентов) и современной цементировочной техники.

Качество цементирования обсадных колонн зависит от многих факторов.

Влияние каждого из этих факторов однозначно оценить невозможно, поэтому для улучшения качества цементирования в целом необходимо свести к минимуму негативное воздействие некоторых из них, возможно имеющих место на анализируемых скважинах.

К таким факторам можно отнести:

- неустойчивый кавернозный ствол скважин и низкое качество бурового раствора, параметры которого не всегда соответствуют проектным;
- эксцентричное расположение обсадных колонн из-за недостаточного количества применяемой технологической оснастки, приводящее к образованию застойных зон и неполному вытеснению бурового раствора цементным;
- несоответствующее качество тампонажных растворов.

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 Кодекса

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

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

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

Применение наилучших доступных технологий не требуется.

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

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

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

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

1.8.4 Оценка воздействия на атмосферный воздух

1.8.1.1. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Загрязнение атмосферы предполагается в результате выделения:

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

Приведение количества выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования, не представляется возможным, т.к. месторождения до текущего времени не эксплуатировались.

Ориентировочное количество источников при реализации проектных решений 1-го варианта разработки месторождения Тепловско-Токаревское составляет:

- 11 источников загрязнения атмосферы, из них 1 - организованный источник, 10 - неорганизованные источники;

Ориентировочное количество источников при реализации проектных решений 2-го рекомендуемого варианта разработки месторождения составляет:

- 11 источников загрязнения атмосферы, из них 1 - организованный источник, 10 - неорганизованные источники;

Ориентировочное количество источников при реализации проектных решений 3-го варианта разработки месторождения составляет:

- 11 источников загрязнения атмосферы, из них 1 - организованный источник, 10 - неорганизованные источники;

Согласно проекту-аналогу на строительство скважины (Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 8 на месторождении Дарьинское»), ориентировочное количество источников при строительстве эксплуатационных скважин глубиной 4400 м и 4 оценочных скважин выявлено 29 источников, из них организованных – 17, неорганизованных – 12.

Согласно проекту-аналогу (Раздел «Охрана окружающей среды (ОВОС) к «Проекту на восстановление, КРС и исследование скважин на месторождении Гремячинское»), ориентировочное количество источников при расконсервации/восстановлении скважин составляет 63 источника, из которых 42 являются организованными, 17 – неорганизованными.

Согласно данного «Проекта разработки месторождения Тепловско-Токаревское по состоянию на 01.07.2024 г.», с целью выявить наибольшее воздействие на атмосферный воздух при реализации каждого из 3-х вариантов разработки месторождений рассмотрены следующие года (не принимая во внимание рентабельность):

- при реализации 1 варианта:

- в 2028 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (74,9 тыс.т) и газа (15,395 млн.м³) при фонде добывающих скважин – 5 ед.;
- в 2035 году достигаются максимальные показатели объемов добычи конденсата (69,1 тыс.т) при фонде скважин – 13 ед.;
- в 2050 году достигается максимальный фонд скважин – 23 ед.;
- бурение 12 добывающих скважин (8 вертикальных и 4 горизонтальных);
- вывод из консервации 2 скважин;
- вывод из ликвидации 8 скважин с постоянной депрессией $\Delta P = 5$ МПа.;

- при реализации 2 (рекомендуемого) варианта:

- в 2036 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (82,3 тыс.т) и газа (16,903 млн.м³), при фонде добывающих скважин – 17 ед.;
- в 2039 году достигаются максимальные показатели объемов добычи конденсата (88,5 тыс.т), при фонде добывающих скважин – 21 ед.;
- в 2050 году достигается максимальный фонд скважин – 31 ед.;
- бурение 20 добывающих скважин (4 горизонтальных и 16 вертикальных);
- вывод из консервации 2 скважин;
- вывод из ликвидации 8 скважин, с постоянной депрессией $\Delta P = 5$ МПа.

- при реализации 3 варианта:

- в 2036 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (82,3 тыс.т) и газа (16,903 млн.м³), при фонде добывающих скважин – 17 ед.;
- в 2040 году достигаются максимальные показатели объемов добычи конденсата

(204,8 тыс.т), при фонде добывающих скважин – 23 ед.;

- в 2043 году достигается максимальный фонд скважин – 26 ед.;

- бурение 20 добывающих скважин (4 горизонтальных и 16 вертикальных) и 9 нагнетательных скважин;

- вывод из консервации 2 скважин;

- вывод из ликвидации 8 скважин, с постоянной депрессией $\Delta P = 5$ МПа.

В рамках настоящего отчета о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Тепловско-Токаревское» рассмотрены основные источники выбросов, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи углеводородов.

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

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ, которые отличают варианты друг от друга, являются:

1 вариант:

- Свеча сброса F-300 (для залповых выбросов) – Источник № 0001;
- Блок дозирования реагентов – Источник № 6001;
- Передвижной тестовый сепаратор – Источники № 6002;
- Дренажная ёмкость – Источник №6003;
- Площадка камеры приема ОУ – Источник №6004;
- Площадка свечи сброса F-300 (для залповых выбросов) – Источник №6005;
- Площадка БДР – Источник №6006;
- Площадка тестового сепаратора – Источник №6007;
- Площадка дренажной емкости – Источник №6008;
- Площадки 5-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2028 г.;**
- Площадки 12-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2035г.;**
- Площадка 1 газоконденсатной скважины – Источник № 6010 – **2035 г.;**
- Площадки 14-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2050г.;**
- Площадки 9-ти газоконденсатных скважин – Источник № 6010 – **2050 г.;**

2 (рекомендуемый) вариант:

- Свеча сброса F-300 (для залповых выбросов) – Источник № 0001;
- Блок дозирования реагентов – Источник № 6001;
- Передвижной тестовый сепаратор – Источники № 6002;

- Дренажная ёмкость – Источник №6003;
- Площадка камеры приема ОУ – Источник №6004;
- Площадка свечи сброса F-300 (для залповых выбросов) – Источник №6005;
- Площадка БДР – Источник №6006;
- Площадка тестового сепаратора – Источник №6007;
- Площадка дренажной емкости – Источник №6008;
- Площадки 16-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2036г.**;
- Площадка 1 газоконденсатной скважины – Источник № 6010 – **2036 г.**;
- Площадки 18-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2039г.**;
- Площадки 3 газоконденсатных скважин – Источник № 6010 – **2039 г.**;
- Площадки 22-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2050г.**;
- Площадки 9-ти газоконденсатных скважин – Источник № 6010 – **2050 г.**;

3 вариант:

- Свеча сброса F-300 (для залповых выбросов) – Источник № 0001;
- Блок дозирования реагентов – Источник № 6001;
- Передвижной тестовый сепаратор – Источники № 6002;
- Дренажная ёмкость – Источник №6003;
- Площадка камеры приема ОУ – Источник №6004;
- Площадка свечи сброса F-300 (для залповых выбросов) – Источник №6005;
- Площадка БДР – Источник №6006;
- Площадка тестового сепаратора – Источник №6007;
- Площадка дренажной емкости – Источник №6008;
- Площадки 16-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2036г.**;
- Площадка 1 газоконденсатной скважины – Источник № 6010 – **2036 г.**;
- Площадки 19-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2040г.**;
- Площадки 4 газоконденсатных скважин – Источник № 6010 – **2040 г.**;
- Площадки 20-ти нефтегазоконденсатных скважин – Источник № 6009 – **2043г.**;
- Площадки 6-ти газоконденсатных скважин – Источник № 6010 – **2043 г.**;

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Тепловско-Токаревское по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов и максимальным показателям фонда скважин.

Схема расположения источников выбросов по всем вариантам представлена на рисунке 1.28.

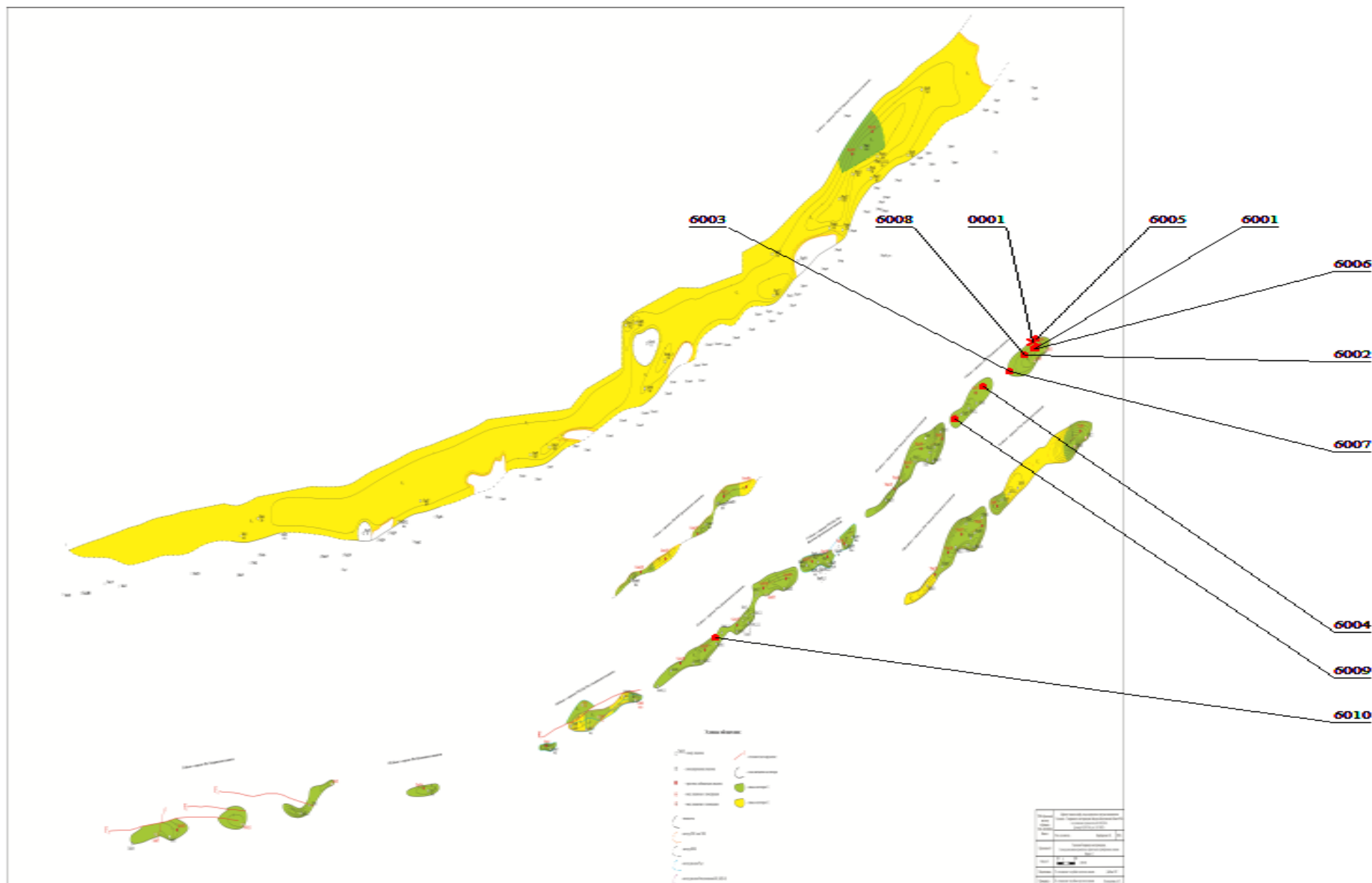


Рисунок 1.28 - Схема расположения источников выбросов по трем вариантам.

Источники при бурении скважин

В процессе строительно-монтажных работ предусматриваются следующие виды работ: рытье траншей, обвалования площадки ГСМ, транспортировки грунта и т.п.

Работа строительной техники будет сопровождаться выбросами пыли.

Работа дизельных блоков сопровождается выделением в атмосферу *оксида азота, диоксида азота, диоксида серы, оксида углерода, углеводородов, сажи, бенз(а)пирена и формальдегида.*

При приеме, хранении и отпуске дизтоплива в наземные резервуары склада ГСМ, топливные баки дизельных установок и спецтехники в атмосферу выделяются предельные углеводороды.

В процессе бурения скважин будут проводиться сварочные работы. При ручной дуговой сварке штучными электродами от сварочного оборудования в атмосферу выделяются *сварочный аэрозоль и фтористый водород.*

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

- пыли в процессе строительно-монтажных работ (рытье траншей, обвалования площадки ГСМ);
- продуктов сгорания дизельного топлива (привод лебедки и ротора, привод буровых насосов, дизель-генератор);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (емкости для хранения горюче-смазочных материалов, технологические емкости);

Процесс строительства и восстановления скважин состоит из следующих работ: *строительно-монтажные, подготовительные работы, бурение и крепление, испытание.*

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ при бурении скважин являются:

- при СМР: ДЭС, сварочные работы, работа ямобура, перемещение грунта бульдозером, работа экскаватора, емкости для дизтоплива, моторного масла, отработанного масла, ДВС;
- при подготовительных работах к бурению, бурение и крепление скважины: Дизельные двигатели (привод насоса, привод буровой установки, ДЭС, цементируочный агрегат), емкости буровых растворов, бурового шлама, дизельного топлива, моторного масла, отработанного масла, вакуумный дегазатор, газосепаратор;
- при испытании скважины: Дизельные двигатели (силовой агрегат, ДЭС, цементируочный агрегат), емкости дизельного топлива, моторного масла,

отработанного масла.

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе строительства скважин использованы данные из аналогичного проекта: *Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 8 на месторождении Дарьинское».*

Для приведения (ориентировочного) количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в процессе расконсервации/восстановления скважин использованы данные из аналогичного проекта: *Раздел «Охрана окружающей среды (ОВОС) к «Проекту на восстановление, КРС и исследование скважин на месторождении Гремячинское».*

1.8.1.2. Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ

В настоящем разделе рассмотрены периоды (года) разработки месторождения Тепловско-Токаревское по каждому из вариантов, которые характеризуются максимальными показателями добычи углеводородов.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от существующего оборудования не представлена т.к. Тепловско-Токаревская группа месторождений на данный момент не эксплуатируется.

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

- от фонда добывающих скважин, от дополнительного технологического оборудования, которые находятся в прямой зависимости от объема добычи нефти, представлены по результатам расчетов в таблице 1.8.1.1

- перечень ЗВ при строительстве эксплуатационных и нагнетательных скважин принято по проекту-аналогу Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 8 на месторождении Дарьинское» и представлен в таблице 1.8.1.2;

- перечень ЗВ при восстановлении скважин принято по проекту-аналогу Раздел «Охрана окружающей среды (ОВОС) к «Проекту на восстановление, КРС и исследование скважин на месторождении Гремячинское» и представлен в таблице 1.8.1.3;

- перечень ЗВ при строительстве оценочных скважин принято по проекту-аналогу Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 8 на месторождении Дарьинское» и представлен в таблице 1.8.1.4.

Приведенное количество и перечень загрязняющих веществ, поступающих в

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

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены в соответствии с:

- Техническими характеристиками применяемого оборудования;
- «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников п. 3

Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;

- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004 Астана, 2004;

- «Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ от различных производств», Алматы 1996;

- Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ представлены в Приложении 1.

Таблица 1.8.1.1 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов разработки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 вариант - максимальный объем добычи нефти и газа (2028 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00032743011	0,00214995794	0,26874474
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,50563741511	2,44228450067	0,04884569
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,03700165333	1,12363292557	0,03745443
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00025979	0,00819452219	0,08194522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000081614	0,00257542151	0,01287711
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,000163328	0,00515084302	0,00858474
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,001137	0,002274
	В С Е Г О :						0,613271231	3,585125171	0,46072593
1 вариант - максимальный объем добычи конденсата (2035 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00036061011	0,00320506494	0,40063312
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,55083171511	3,8792269197	0,07758454
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,05523365333	1,70339756157	0,05677992
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00045339	0,01434930919	0,14349309
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0001424940	0,00450978251	0,02254891
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0002849880	0,00901956602	0,01503261
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,00153	0,00306
	В С Е Г О :						0,677106851	5,615238204	0,71913219
1 вариант - максимальный фонд скважин (2050 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00037009011	0,00350652394	0,43831549
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,60327271511	5,5450949027	0,1109019
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,08679665333	2,70591993757	0,09019733
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00050869	0,01610781919	0,16107819
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0001598740	0,00506245751	0,02531229
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0003197480	0,01012491502	0,01687486
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,0008	0,0016
	В С Е Г О :						0,761227771	8,286616556	0,84428006
2 рекомендуемый вариант - максимальный объем добычи нефти и газа (2036 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00038114811	0,00423559218	0,52944902
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,57563485311	5,12376014924	0,1024752
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,06441249333	2,16369966673	0,07212332

0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000573195	0,02036071742	0,20360717
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000180107	0,00639908278	0,03199541
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,000360294	0,01279816457	0,02133027
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,00193	0,00386
В С Е Г О :							0,711342091	7,333183373	0,96484039
2 рекомендуемый вариант - максимальный объем добычи конденсата (2039 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00039062811	0,00415962103	0,51995263
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,59733153311	5,35746496148	0,1071493
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,07547409333	2,34673397907	0,07822447
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000628495	0,01991755735	0,19917557
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000197527	0,00625980333	0,03129902
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,000395054	0,01251960767	0,02086601
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,001835	0,00367
В С Е Г О :							0,744217331	7,74889053	0,960337
2 рекомендуемый вариант - максимальный фонд скважин (2050 г.)									
333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00040803011	0,06108517094	7,63564637
415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,64906719511	7,00134251267	0,14002685
416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,10373405333	3,24452656057	0,10815089
602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,00072989	0,02314186119	0,23141861
616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,000229414	0,00727315651	0,03636578
621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,000458788	0,01454631302	0,02424386
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,001228	0,002456
В С Е Г О :							0,824427371	10,35314357	8,17830836
3 вариант - максимальный объем добычи нефти и газа (2036 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00038115171	0,00380798322	0,4759979
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,57358720071	4,6073507004	0,09214701
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,06304610133	1,97270075382	0,06575669
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000573216	0,01786633186	0,17866332
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0001801136	0,00561513303	0,02807567
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0003603072	0,01123026507	0,01871711
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,00312	0,00624
В С Е Г О :							0,707928091	6,621691167	0,8655977
3 вариант - максимальный объем добычи конденсата (2040 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00039537171	0,00426017122	0,5325214
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,59075776071	5,1534435544	0,10306887
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,06939310133	2,17467823682	0,07248927
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000656116	0,02050409686	0,20504097
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0006922136	0,00644414503	0,03222073
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0003896672	0,97874203007	1,63123672

1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,002957	0,005914
	В С Е Г О :						0,732084231	8,341029234	2,58249196
3 вариант - максимальный фонд скважин (2043 г.)									
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00040011171	0,00441090022	0,55136253
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,62210776071	5,9670723544	0,11934145
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,08859010133	2,51511995382	0,08383733
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000683816	0,02050409686	0,20504097
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,0002149136	0,00644414503	0,03222073
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,0004298272	0,01288828907	0,02148048
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0698	0,00273	0,00546
	В С Е Г О :						0,782226531	8,529169739	1,01874349
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 1.8.1.2 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве эксплуатационных скважин по проекту-аналогу

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	при бурении 1 скв. по 1-3 вар.		при бурении 12 скв. по 1 варианту		при бурении 20 скв. по 2 рек. варианту		при бурении 20 экпл. и 9 нагнетат. скв. по 3 варианту	
						Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0,04		3	0,025954	0,015336	0,311448	0,184032	0,51908	0,30672	0,752666	0,444744
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0,01	0,001		2	0,001316	0,0009435	0,015792	0,011322	0,02632	0,01887	0,038164	0,0273615
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	9,231268	73,050214	110,775216	876,602568	184,62536	1461,00428	267,706772	2118,456206
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	1,462309	11,82302	17,547708	141,87624	29,24618	236,4604	42,406961	342,86758
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,15	0,05		3	0,485822	2,992904	5,829864	35,914848	9,71644	59,85808	14,088838	86,794216
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	6,234314	40,542793	74,811768	486,513516	124,68628	810,85586	180,795106	1175,740997
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008			2	0,0013478	0,0023291	0,0161736	0,0279492	0,026956	0,046582	0,0390862	0,0675439
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	10,653472	73,707284	127,841664	884,487408	213,06944	1474,14568	308,950688	2137,511236

0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,02	0,005		2	0,0002333	0,00018	0,0027996	0,00216	0,004666	0,0036	0,0067657	0,00522
0410	Метан (734*)			50		0,03581528	0,0464166	0,42978336	0,5569992	0,7163056	0,928332	1,03864312	1,3460814
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0,0103	0,03585	0,1236	0,4302	0,206	0,717	0,2987	1,03965
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0,0035	0,0129	0,042	0,1548	0,07	0,258	0,1015	0,3741
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,000046	0,00017	0,000552	0,00204	0,00092	0,0034	0,001334	0,00493
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,068815	0,067554	0,82578	0,810648	1,3763	1,35108	1,995635	1,959066
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,00003	0,00011	0,00036	0,00132	0,0006	0,0022	0,00087	0,00319
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,0000106	0,0000668	0,0001272	0,0008016	0,000212	0,001336	0,0003074	0,0019372
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,0948657	0,7445745	1,1383884	8,934894	1,897314	14,89149	2,7511053	21,5926605
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,00001625	0,00002234	0,000195	0,00026808	0,000325	0,0004468	0,00047125	0,00064786
2752	Уайт-спирит (1316*)		1			0,0688	0,0675	0,8256	0,81	1,376	1,35	1,9952	1,9575
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2,297702	18,733585	27,572424	224,80302	45,95404	374,6717	66,633358	543,273965
2902	Взвешенные вещества					0,0046	0,002304	0,0552	0,027648	0,092	0,04608	0,1334	0,066816
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,3	0,1		3	2,35	1,16	28,2	13,92	47	23,2	68,15	33,64
2930	Пыль абразивная (1046*)			0,04		0,0022	0,00103	0,0264	0,01236	0,044	0,0206	0,0638	0,02987
	В С Е Г О :					33,03273693	223,007087	396,3928432	2676,085042	660,6547386	4460,141737	957,949371	6467,205518

Таблица 1.8.1.3 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при при расконсервации/восстановлении скважин по проекту-аналогу

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК м.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	при расконсервации 1 скв. по 1,2,3 вариантам		при расконсервации 10 скв. по 1,2 и 3 вариантам	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,002	0,0013	0,02	0,013
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,00017	0,00011	0,0017	0,0011
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	5,8699536	10,47317119	58,699536	104,7317119

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,95402371	1,701891569	9,5402371	17,01891569
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,892778	5,068359328	8,92778	50,68359328
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	3,459513815	12,11998423	34,59513815	121,1998423
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,001447211	0,009361999	0,01447211	0,09361999
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	12,21558	55,69239328	122,1558	556,9239328
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0001	0,0001	0,001	0,001
344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)						0,0006	0,0004	0,006	0,004
0410	Метан (734*)				50		0,1550945	1,206014832	1,550945	12,06014832
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,22007	2,05693	2,2007	20,5693
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,13817	0,69563	1,3817	6,9563
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0018	0,00908	0,018	0,0908
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,00056	0,002856	0,0056	0,02856
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00112	0,005708	0,0112	0,05708
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,0000063	0,000005075	0,000063	0,00005075
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,0612	0,04605	0,612	0,4605
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,000332	0,00042	0,00332	0,0042
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	1,531052	1,167621	15,31052	11,67621
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,82206	0,14218	8,2206	1,4218
В С Е Г О :							26,32763114	90,399567	263,2763114	903,995665

Таблица 1.8.1.4 - Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве оценочных скважин по проекту-аналогу

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК м.р, мг/м3	ПДК с.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности	при бурении 1 скв.		при бурении 4 скв.	
							Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,025954	0,015336	0,103816	0,061344
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,001316	0,0009435	0,005264	0,003774
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	9,231268	73,050214	36,925072	292,200856
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	1,462309	11,82302	5,849236	47,29208
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,485822	2,992904	1,943288	11,971616
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	6,234314	40,542793	24,937256	162,171172
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,0013478	0,0023291	0,0053912	0,0093164
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	10,653472	73,707284	42,613888	294,829136
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,0002333	0,00018	0,0009332	0,00072
0410	Метан (734*)				50		0,03581528	0,0464166	0,14326112	0,1856664
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,0103	0,03585	0,0412	0,1434
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0,0035	0,0129	0,014	0,0516
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,000046	0,00017	0,000184	0,00068
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,068815	0,067554	0,27526	0,270216
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,00003	0,00011	0,00012	0,00044
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,0000106	0,0000668	0,0000424	0,0002672
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,0948657	0,7445745	0,3794628	2,978298
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,00001625	0,00002234	0,000065	0,00008936
2752	Уайт-спирит (1316*)			1			0,0688	0,0675	0,2752	0,27
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2,297702	18,733585	9,190808	74,93434
2902	Взвешенные вещества						0,0046	0,002304	0,0184	0,009216
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	2,35	1,16	9,4	4,64
2930	Пыль абразивная (1046*)				0,04		0,0022	0,00103	0,0088	0,00412
	В С Е Г О :						33,03273693	223,007087	132,1309477	892,028347
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ										
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)										

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

- **I вариант** предусматривает бурение 12 добывающих скважин (8 вертикальных и 4 горизонтальных) согласно проектным решениям;

- **II рекомендуемый вариант** предусматривает бурение 20 добывающих скважин (4 горизонтальных и 16 вертикальных скважин) согласно проектным решениям;

- **III вариант** предусматривает бурение 20 добывающих скважин (8 горизонтальных и 12 вертикальных скважин) и 9 нагнетательных скважин согласно проектным решениям;

Также, согласно проектным решениям, предусматривается по всем 3 вариантам вывод из консервации 2 скважин и вывод из ликвидации 8 скважин с постоянной депрессией $\Delta P = 5$ МПа

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

1.8.1.3. Анализ расчетов рассеивания выбросов загрязняющих веществ

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

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

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v3.0, разработчик фирма «Логос-Плюс» г. Новосибирск.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволяют получить следующие данные:

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

- расчёт приземных концентраций.

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

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

В связи с тем, что на месторождении отсутствуют метеостанции «Казгидромет», при моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований, согласно предоставленному протоколу замеров атмосферного воздуха месторождения Тепловское в июне 2024 года. Средняя фактическая концентрация по точкам отбора, на границе СЗЗ мг/м³: диоксид азота – 0,0031, метан – 19,05, диоксид серы – 0,0104, метантиол – 0,0013425, углерод оксид – 9,54, сероводород – 0,00367.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат и учетом существующего оборудования, принятого по проекту ПДВ.

Расчет рассеивания проводился для 2 рекомендуемого варианта разработки месторождения на 2050 год, который характеризуется максимальными суммарными выбросами в атмосферу за период разработки месторождения.

Исходные данные для расчета рассеивания представлены в Приложении 2. Результаты расчета рассеивания в виде карт-изолиний представлены в Приложении 3.

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 расстоянии 1000 метров от крайних источников выбросов были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлен в таблице 1.8.1.5

Таблица 1.8.1.5 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Граница области возд.	Колич. ИЗА	ПДКмр (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн.
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,800546	0,458754	0,45875	нет расч.	0,45875	нет расч.	8	0,008	2
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,195097	0,000002	1,96E-07	нет расч.	1,83E-07	нет расч.	10	50	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,123501	5,47E-07	1,60E-08	нет расч.	0,00000001	нет расч.	9	30	-
0602	Бензол (64)	0,086897	7,06E-07	0,00000002	нет расч.	1,20E-08	нет расч.	6	0,3	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,040969	См<0.05	См<0.05	нет расч.	См<0.05	нет расч.	6	0,2	3
0621	Метилбензол (349)	0,027311	См<0.05	См<0.05	нет расч.	См<0.05	нет расч.	6	0,6	3
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	2,493013	0,000015	0,000002	нет расч.	0,000001	нет расч.	1	1	3

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДКмр) - только для модели МРК-2014
3. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ЖЗ" (в жилой зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек), на границе области воздействия приведены в долях ПДКмр.

При установленном размере СЗЗ в 1000 м, превышений в 1 ПДК на границе СЗЗ ни по одному веществу не наблюдается.

По результатам расчета рассеивания загрязняющих веществ программа выдает карты рассеивания – изолинии, которые приведены в Приложении 4.

1.8.1.4. Определение нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ для объектов

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

1.8.1.5. Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размер санитарно-защитной зоны установлен по 1000 м в соответствии санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утв. приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) площади были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК).

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

1.8.1.6. Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух

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

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

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

Основной предпосылкой для защиты атмосферы от загрязнения является инвентаризация источников выбросов, то есть получение и систематизация сведений о составе и количестве промышленных выбросов, распределении источников выбросов по территории предприятия и учет мероприятий по улавливанию и обезвреживанию вредных веществ.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Оценка возможного воздействия на атмосферный воздух выполняется на основании проведенных предварительных расчетов выбросов загрязняющих веществ и предварительного расчета рассеивания загрязняющих веществ с учетом размера санитарно-защитной зоны месторождения.

Реализация проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Тепловско-Токаревское будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ.

Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин представлено в таблице 1.8.1.6

Таблица 1.8.1.6 - Ориентировочное максимальное количество выбросов по каждому из вариантов при строительстве скважин

Наименования процесса	I вариант		II рекомендуемый вариант		III вариант	
	г/с	тонн	г/с	тонн	г/с	тонн
Строительство скважин, тонн	12 скважин		20 скважин		29 скважин	
	396,3928432	2676,085042	660,6547386	4460,141737	957,949371	6467,205518
Расконсервация/Восстановление скважин, тонн	10 скважин					
	424,6695	331,248	424,6695	331,248	424,6695	331,248

Анализ таблицы 1.8.1.6 показывает, что III вариант с точки зрения технико-экономических расчетов характеризуется большими выбросами, чем I или II рекомендуемый вариант. II рекомендуемый вариант характеризуется меньшими выбросами, чем III вариант, и является экономически рентабельным.

Влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на атмосферный воздух жилых зон не ожидается в виду значительной удаленности.

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

- пространственный масштаб воздействия – локальное (1) – площадь воздействия

до 1 км² для площадных объектов или на удалении 100 м от линейного объекта;

- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух присваивается **среднее** (9-27). Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Тепловско-Токаревское существенные воздействия на атмосферный воздух от намечаемой деятельности не ожидается

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

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

Различают 2 вида контроля: государственный и производственный.

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

Контроль выбросов будет осуществляться лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах. При необходимости, дополнительные контрольные исследования осуществляются территориальными контрольными службами: Департаментом экологии, Управлением охраны общественного здоровья Западно-Казахстанской области.

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

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

Контроль атмосферного воздуха

Наблюдение за состоянием атмосферного воздуха в период эксплуатации

рекомендуется проводить ежеквартально на границе санитарно-защитной зоны месторождения с определением следующих загрязняющих веществ: *диоксида серы, диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, метана, сероводорода, углеводородов*.

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.

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

Усредненные за сутки значения концентраций сопоставляются со среднесуточными значениями ПДКс.с. для населенных мест.

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

Отбор проб, их хранение, транспортировка и подготовка к анализу осуществляется в соответствии с утвержденными стандартами:

- ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ в воздухе населенных мест»;
- ГОСТ 17.2.3.01-77 «Отбор и подготовка проб воздуха».

Кроме контроля качества атмосферного воздуха, предусматривается контроль на основных источниках загрязнения атмосферы, для которых установлены нормативы предельно-допустимых выбросов (НДВ). Производственный контроль проводится непосредственно на источниках загрязнения на специально оборудованных точках отбора.

Перечень измеряемых ингредиентов будет приниматься по проекту НДВ. Мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением НДВ.

1.8.5 Оценка воздействия на водные ресурсы

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

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

является привозная вода:

- Для питьевых нужд используется привозная бутилированная вода питьевого качества, поставляемая на договорной основе;
- Для технических целей, хозяйственно-бытовых нужд: вода из водозаборной скважины. Водоснабжение буровой для технических нужд планируется осуществляться по водопроводу из водозаборной скважины, которая планируется пробурить на месторождении Тепловское либо Гремячинское. Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Схема хозяйственного и производственного водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хоз. целей закачивается в специализированные ёмкости. Хранение воды на буровой для произв. нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления.

На нефтепромысле вода используется на следующие нужды:

- бурение скважин;
- производственные нужды (подготовка нефти, закачка в пласт попутной воды, капитальный и текущий ремонт нефтяных скважин и др.);
- хозяйственно-бытовые нужды;
- водоснабжение вахтового поселка;
- пожаротушение;
- другие нужды (полив территории, зеленых насаждений).

1.8.5.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Для обеспечения технологического процесса и хозяйственно-бытовых нужд работающего персонала требуется вода технического и питьевого качества. На месторождении источниками водоснабжения являются:

- вода, питьевого и технического качества, поставляемая на договорной основе;
- в качестве резерва, дополнительным источником снабжения питьевой водой является бутилированная питьевая вода.

Безопасность и качество воды обеспечивается предприятием поставщиком.

Гидрографическая сеть рассматриваемого района представлена рекой Деркул, протекающей к югу от Тепловско-Токаревской группы газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (ТТГМ), а также небольшими озерами и прудами.

1.8.5.3 Водный баланс объекта

В период разработки месторождения

ООО «ПОЗИТИВ Инвест» планирует осуществлять производственную

деятельность по добыче и подготовке к реализации нефти, газа и конденсата на группе месторождении Тепловско-Токаревской группы, расположенной в пределах Таскалинского района и района Байтерек Западно-Казахстанской области.

На период разработки месторождения Тепловско-Токаревское для питьевых нужд персонала будет привозиться бутилированная вода.

В ходе производственной деятельности предприятия (при строительстве и восстановлении скважин) происходит образование сточных вод хозяйственно-бытового характера, которые являются хозяйственно-бытовыми стоками предприятия. Сброс сточных вод в поверхностные водотоки и водоемы не предусматривается. Отвод хозяйственно-бытовых сточных вод будет производиться в септик и по мере заполнения его, будет вывозиться сторонней специализированной организацией по договору на очистные сооружения. Производственные сточные воды будут собираться в специальные емкости и направляться на полигон захоронений пластовых вод и промышленных стоков (на м/р Чинаревское). Буровые сточные воды собираются в специальные емкости и направляются к утилизации в Цех подготовки буровых отходов (на м/р Чинаревское). Сбор производственно-дождевых, ливневых и талых вод с территории буровой площадки будут производиться посредством системы лотков по периметру буровой площадки в гидроизолированный отстойник. Из отстойника вывоз сточных вод и передача специализированной компании осуществляется подрядчиками буровых работ.

В период строительства скважин

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважин на месторождении Тепловско-Токаревское приняты согласно данным из проекта аналога *Раздел «Охрана окружающей среды (РООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины №8 на месторождении Дарьинское»*).

Территория, на которой планируется проводиться бурение, не имеет сетей водопровода. Водоснабжение буровой для технических нужд планируется осуществляться по водопроводу из водозаборной скважины, которая планируется пробурить на месторождении Тепловское либо Гремячинское. Нормативный объем расхода технической воды при бурении одной скважины составляет 2972,36 м³.

Техническая вода используется для приготовления бурового раствора, тампонажных растворов, обмыва бурового оборудования и для других технических нужд. Хранение технической воды предусматривается в двух емкостях объемом 10 м³ и 15 м³.

Хранение воды для хозяйственных нужд в двух емкостях объемом 3 м³ каждая. Для питьевых целей – вода привозная бутилированная с г. Уральск.

Расчет водопотребления воды для коммунально-бытовых целей рабочего персонала

произведен исходя из норм потребления воды согласно СНиП РК 4.01-41-2006 г. (Приложение 3).

Расчетное водопотребление и водоотведение рассчитано по количеству рабочего персонала (67 человек), задействованного при строительстве 1-ой скважины глубиной 4400 м и по вариантам (1 вариант – 12 скважин, 2 рекомендуемый вариант – 20 скважин, 3 вариант – 29 скважин) представлены в таблице 1.8.2.1

Таблица 1.8.2.1 - Расчетное нормативное водопотребление и водоотведение на хозяйственно-питьевые и производственные нужды на период строительства скважин

Наименование потребителей	Водопотребление, м³/год			Водоотведение, м³/год			Безвозвратное потребление	Место отведения стоков
	Всего	На производственные нужды	На хозяйственно-питьевые нужды	Всего	Производственные сточные воды	Хозяйственн		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Техническая вода для буровых работ	2972,36	2972,36		-	-	-	2972,36	Для повторного использования или утилизируется согласно договору со специализированной организацией
Хозяйственно-бытовые нужды	251,1	-	251,1	200,88	-	200,88	50,22	Утилизируется согласно договора с специализированной организацией
Столовая (приготовления пищи и мойка посуды)	334,8	-	334,8	267,84	-	267,84	66,96	
Прачечная	3,75	-	3,75	3	-	3	0,75	
Душевая	279	-	279	223,2	-	223,2	55,8	
Пожаротушение*	10	-	-		-		10	
Итого при бурении 1 скв. по 1-3 вар.	3841,01	2972,36	868,65	694,92	-	694,92	3146,09	
Итого при бурении 12 скв. по 1 вар.	46092,12	35668,32	10423,8	8339,04	-	8339,04	37753,08	
Итого при бурении 20 скв. по 2 рек. вар.	76820,2	59447,2	17373	13898,4	-	13898,4	62921,8	
Итого при бурении 29 скв. по 3 вар.	111389,29	86198,44	25190,85	20152,68	-	20152,68	91236,61	

Таблица 1.8.2.2 - Расчетное нормативное водопотребление и водоотведение на хозяйственно-питьевые и производственные нужды на период расконсервации/восстановления скважин

Наименование работы	Расход воды, м ³			
	Для хозяйственно-бытовых нужд	Для котельной установки	Для технических нужд	Всего
Подготовительные работы к восстановлению	15,5	9,7	-	25,2
Строительство и монтаж	25,8	-	-	25,8
бурение	51,5	32,2	165	248,7
Испытание	631,1	394,7	325,7	1351,5
Итого на 1 скв.:	723,9	436,6	490,7	1651,2
Итого на 10 скв. по 1,2 и 3 вар:	7239	4366	4907	16512

Таблица 1.8.2.3 - Расчетное нормативное водопотребление и водоотведение на хозяйственно-питьевые и производственные нужды на период строительства оценочных скважин

Потребитель	Ед. изм	Количество чел	Норма водопотребления, л	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
Питьевые нужды	1 чел.	7/7/10/6	0,03	0,28	52,11	0,22	41,69
Бытовые нужды	Душ.сетка	-	3	3	558	2,4	446,4
Столовая	Усл. блюдо	7/7/10/6	0,06	2,22	412,92	1,78	330,34
Прачечная	1 кг сух. белья	7/7/10/6	0,075	0,57	105,8	0,46	84,64
Всего				6,07	1128,83	4,86	903,06
Непредвиденные расходы, 5%				0,3	56,44	0,24	45,15
Итого на 1 скв:				6,37	1185,27	5,1	948,21
Итого на 4 скв:				25,48	4741,08	20,4	3792,84

В результате хозяйственной деятельности персонала (только в период строительства скважин) формируются лишь хозяйственно-бытовые стоки.

Отвод хозяйственно-бытовых сточных вод будет производиться в септик и по мере заполнения его, будет вывозиться сторонней специализированной организацией по договору на очистные сооружения. Производственные сточные воды будут собираться в специальные емкости и направляться на полигон захоронений пластовых вод и промышленных стоков (на м/р Чинаревское). Буровые сточные воды собираются в специальные емкости и направляются к утилизации в Цех подготовки буровых отходов (на м/р Чинаревское). Сбор производственно-дождевых, ливневых и талых вод с территории буровой площадки будут производиться посредством системы лотков по периметру буровой площадки в гидроизолированный отстойник. Из отстойника вывоз сточных вод и передача специализированной компании осуществляется подрядчиками буровых работ.

1.8.5.4 Оценка влияния объекта на поверхностные и подземные воды

Гидрографическая сеть рассматриваемого района представлена рекой Деркул, протекающей к югу от Тепловско-Токаревской группы газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (ТТГМ), а также небольшими озерами и прудами.

Деркул (Дерколь) — река в Западно-Казахстанской области Казахстана в бассейне реки Урал, крупнейший приток реки Шаган (Чаган). Берёт своё начало на возвышенности Общий Сырт у северного подножия горы Ички (280 м). Деркул течёт почти под прямым углом по отношению к Чагану и впадает в него в нескольких километрах от впадения в Урал (близ города Уральск). Протекает около крупных населённых пунктов Западно-Казахстанской области (Таскала, Деркул, Перемётное, Зелёное).

Поступающие в водоемы загрязняющие вещества вносят значительные изменения в установившийся режим и нарушают равновесное состояние водных экологических систем, несмотря на способность водоемов к самоочищению, основным фактором которого является биохимический распад органических веществ под действием микроорганизмов.

Самоочищающая способность реки зависит от запаса растворенного кислорода, а также от скорости речного потока, химического состава воды, ее температуры, массы взвешенных веществ, донного осадка и других факторов. Если стоки по своей мощности относительно невелики, а секундный расход воды в реке достаточен, процесс самоочищения заканчивается в пределах 20-40 км и даже меньше от места загрязнения. Однако некоторые медленно окисляющиеся вещества могут переноситься водой на большие расстояния. В суровых климатических условиях значительно увеличивается время, необходимое для самоочищения речных вод, поэтому влияние стоков на качественные показатели воды прослеживаются на расстояниях 120-140 км вниз по

течению. Следовательно, река выполняет роль очистного сооружения. Необходимо учитывать также, что в результате процессов превращения загрязняющих веществ, протекающих под воздействием природных факторов, могут образовываться вторичные продукты распада загрязнений, оказывающие отрицательное влияние на качество воды.

В целом, к основным факторам потенциального негативного воздействия при разработке нефтегазоконденсатного месторождения Тепловско-Токаревское на поверхностные воды можно отнести:

- сброс, разливы и попадание в водную среду производственных, хозяйственно-бытовых сточных вод, нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов;
- захламление берега водного объекта твердыми отходами производства и потребления;
- попадание загрязняющих веществ в водные объекты через атмосферу.

При разработке нефтегазоконденсатного месторождения Тепловско-Токаревское сброс сточных вод в водные объекты не предусматривается и на месторождении организована система управления отходами производства и потребления, исключающая захламление берегов.

В соответствии со статьей 125 Водного кодекса РК по берегам водных объектов устанавливаются водоохранные зоны и полосы с особыми условиями пользования. Они предназначены для поддержания водных объектов в состоянии, соответствующем санитарно-гигиеническим и экологическим требованиям, для предотвращения загрязнения, засорения поверхностных вод, а также сохранения животного и растительного мира. Порядок установления границ водоохранной территории определен ст.117 «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16.03.2015 г., «Минимальная ширина водоохранных зон по каждому берегу от уреза среднесезонного уровня воды, включая пойму реки, надпойменные террасы, крутые склоны коренных берегов, овраги и балки, принимается:

- для малых рек (длиной до 200 километров) 500 м;
- для остальных рек: с простыми условиями хозяйственного использования и благоприятной экологической обстановкой на водосборе 500 м; со сложными условиями хозяйственного использования и при напряженной экологической обстановке на водосборе 1000 м»

Ширина водоохранной зоны реки Деркул составляет 500 м.

Строительство скважин и эксплуатация объектов месторождения в водоохранных

зонах и полосах не предусматривается.

Учитывая удаленность промплощадок от поверхностных вод и соответствующем их оборудовании, загрязнения поверхностных вод не ожидается.

Качество подземных вод изменяется под воздействием природных и техногенных факторов.

К природным факторам относятся:

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

К техногенным факторам относятся:

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

Источниками воздействия на подземные воды, являются, прежде всего, сами скважины, нарушающие целостность геологической среды. Загрязнение грунтовых и подземных вод может происходить в результате утечек жидких нефтепродуктов и попутных вод при испытании и эксплуатации скважин. Углеводороды, просачивающиеся в подземные воды, вступают в физико-химическое, геохимическое и биогенное взаимодействие с системой порода-почва-вода-воздух. Следствием этого является изменение химического состава и качества воды.

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

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами;

- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных материалов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

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

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

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

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

Реализация проектных решений по вариантам разработки на месторождении Тепловско-Токаревское будет сопровождаться дополнительным объемом водопотребления и водоотведения.

Сравнительный анализ баланса водопотребления и водоотведения по вариантам разработки представлен в таблице 1.8.2.2

Количество потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды в процессе обустройства скважины, добычи и транспортировки продукции скважины будут определены на дальнейшей стадии проектирования.

Таблица 1.8.2.2 - Ориентировочное количество потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды по каждому из вариантов при строительстве и расконсервации/восстановлении скважин

Наименования процесса	I вариант м ³ /цикл	II рекомендуемый вариант м ³ /цикл	III вариант м ³ /цикл

Строительство скважин, м3	12 скважин	20 скважин	29 скважин
	46092,12	76820,2	111389,29
Расконсервация/восстановление скважин, м3	10 скважин		
	7239		

Анализ таблицы 1.8.2.2 показывает, что II рекомендуемый вариант, с точки зрения технико-экономических расчетов:

- характеризуется большим количеством потребляемой воды на производственные и хозяйственно-питьевые нужды, чем I вариант, но меньше чем III вариант и является экономически рентабельным;

- влияние месторождения по каждому из вариантов разработки месторождения на поверхностные и подземные воды не ожидается.

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

- пространственный масштаб воздействия – 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 3х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, категория значимости воздействия на водные ресурсы присваивается *среднее* (9-27). Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Тепловско-Токаревское существенные воздействия на поверхностные и подземные воды от намечаемой деятельности не ожидается

1.8.6 Оценка воздействия на недра

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

Залежи Тепловско-Токаревского месторождения приурочены к отложениям нижнего пермя (залежи P1ar, P1kfl-II, P1kfl-I).

Разрез продуктивной толщи сложен карбонатными породами органогенного генезиса, в основном, доломитового состава.

Общая толщина залежей посчитана как разница между подошвой нижнего и кровлей верхнего коллекторов, а там, где выделен один коллектор, высчитывалась как разница между кровлей и подошвой этого коллектора. Общая толщина выделенных коллекторов изменяется от первых метров до десятков метров.

Эффективная толщина в скважине определялась как сумма эффективных толщин всех выделенных коллекторов. Следует отметить, что в терригенных коллекторах эффективная толщина всегда меньше общей толщины, так как при определении эффективной толщины из общей толщины вычитались плотные и глинистые прослои.

В таблице 2.2.1 дана характеристика общих, эффективных и газо(нефте)насыщенных толщин залежей выделенных горизонтов.

Залежь P_{1ar}. В разрезе залежи прослеживаются от 1 до 30 пластов. Общая толщина залежи изменяются в широких пределах от 9 м (Ульяновское поднятие скв. Uln 47) до 191,9 м (Тепловское поднятие скв. Trp172). Эффективная толщина изменяется в пределах от 5,8 м (Ульяновское поднятие, Uln47) до 153 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp14), эффективная газонасыщенная толщина – от 3,0 м (Ульяновское поднятие, Uln47) до 127,4 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp61) (таблица 2.2.1).

Залежь P_{1kfl-II}. В разрезе залежи прослеживаются от 1 до 3 пластов. Общая толщина залежи изменяются в пределах от 6,7 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr26_1) до 26,8 м (Гремячинское поднятие скв. Grm25). Эффективная толщина изменяется в пределах от 5,5 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr26_1) до 18,8 м (Ульяновское поднятие, Uln20), эффективная газонасыщенная толщина – от 5,5 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr26_1) до 18,8 м (Ульяновское поднятие, Uln20) (таблица 2.2.1).

Залежь P_{1kfl-I}. В разрезе залежи прослеживаются от 1 до 5 пластов. Общая толщина залежи изменяются в пределах от 3,0 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr19) до 16,4 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp31). Эффективная толщина изменяется в пределах от 3,0 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr19) до 15,2 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp17), эффективная газонасыщенная толщина – от 3,0 м (Восточно-Гремячинское поднятие скв. Egr19) до 15,2 м (Западно-Тепловское поднятие скв. Wtp17) (таблица 1.8.3.1).

Таблица 1.8.3.1 – Тепловско-Токаревское месторождение. Характеристика толщин залежей

Толщина	Наименование	Зоны пласта			В целом по горизонту
		Газовая	Газо-водяная	Газо-нефте-водяная	
1	2	3	4	5	6
P _{1ar}					

Тепловское поднятие					
Общая	Средние значение,м			132,0	132,0
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,073	0,073
	Интервал изменения,м			95,7-191,9	95,7-191,9
Эффективная	Средние значение,м			64,8	64,8
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,251	0,251
	Интервал изменения,м			28,0-121,2	28,0-121,2
Газо-насыщенная	Средние значение,м			40,5	40,5
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,361	0,361
	Интервал изменения,м			11,2-73,2	11,2-73,2
Нефте-насыщенная	Средние значение,м			18,4	18,4
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,310	0,310
	Интервал изменения,м			9,6-36,8	9,6-36,8
Западно-Тепловское поднятие					
Общая	Среднее значение,м			124,4	124,4
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,144	0,144
	Интервал изменения,м			35,0-178,2	35,0-178,2
Эффективная	Среднее значение,м			98,1	98,1
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,167	0,167
	Интервал изменения,м			25,0-153,0	25,0-153,0
Газо-насыщенная	Среднее значение,м			71,2	71,2
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,262	0,262
	Интервал изменения,м			5,0-127,4	5,0-127,4
Нефте-насыщенная	Среднее значение,м			14,6	14,6
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,152	0,152
	Интервал изменения,м			2,4-21,2	2,4-21,2
Восточно-Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м			121,0	121,0
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,042	0,042
	Интервал изменения,м			99,6-166,9	99,6-166,9
Эффективная	Среднее значение,м			83,5	83,5
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,124	0,124
	Интервал изменения,м			43,2-126,8	43,2-126,8
Газо-насыщенная	Среднее значение,м			59,6	59,6
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,129	0,129
	Интервал изменения,м			32,2-93,8	32,2-93,8
Нефте-насыщенная	Среднее значение,м			7,7	7,7
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,099	0,099
	Интервал изменения,м			5,2-11,0	5,2-11,0
Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м			99,0	99,0
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,072	0,072
	Интервал изменения,м			31,2-125,8	31,2-125,8
Эффективная	Среднее значение,м			70,7	70,7
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,065	0,065
	Интервал изменения,м			31,2-97,6	31,2-97,6
Газо-насыщенная	Среднее значение,м			45,2	45,2
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,205	0,205
	Интервал изменения,м			14,8-84,2	14,8-84,2
Нефте-насыщенная	Среднее значение,м			6,4	6,4
	Коэффициент вариации, д.ед.			0,145	0,145
	Интервал изменения,м			3,8-10,4	3,8-10,4
Ульяновское поднятие					
Р-н скв. 47					
Общая	Среднее значение,м		9,0*		9,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		5,8*		5,8*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-

Газо-насыщенная	Среднее значение,м		3,0*		3,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв. 63					
Общая	Среднее значение,м		89,2*		89,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		57,0*		57,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		34,4*		34,4*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв. 65					
Общая	Среднее значение,м		59,0*		59,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		49,2*		49,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		49,2*		49,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Цыгановское поднятие					
Общая	Среднее значение,м		82,0*		82,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		57,2		57,2
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		14,4*		14,4*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Токаревское поднятие					
Р-н скв Tok2_1, Tok6, Tok71					
Общая	Среднее значение,м		86,3		86,3
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,273		0,273
	Интервал изменения,м		36,1-145,4		36,1-145,4
Эффективная	Среднее значение,м		50,7		50,7
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,478		0,478
	Интервал изменения,м		14,5-98,2		14,5-98,2
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		16,4		16,4
	Коэффициент вариации, д.ед.		0,591		0,591
	Интервал изменения,м		6,6-34,2		6,6-34,2
Р-н скв Tok28_2					
Общая	Среднее значение,м		105,8*		105,8*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		48,0*		48,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		18,0*		18,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв Tok3					
Общая	Среднее значение,м		100,6*		100,6*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		57,0*		57,0*

	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		25,2*		25,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р-н скв Ток19					
Общая	Среднее значение,м		91,8*		91,8*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Эффективная	Среднее значение,м		52,2*		52,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м		7,2*		7,2*
	Коэффициент вариации, д.ед.		-		-
	Интервал изменения,м		-		-
Р1кfl-II					
Тепловское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	8,0*			8,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Эффективная	Среднее значение,м	8,0*			8,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	8,0*			8,0*
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Восточно-Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	9,1			9,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,072			0,072
	Интервал изменения,м	6,7-11,6			6,7-11,6
Эффективная	Среднее значение,м	7,4			7,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,069			0,069
	Интервал изменения,м	5,5-9,4			5,5-9,4
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	7,4			7,4
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,069			0,069
	Интервал изменения,м	5,5-9,4			5,5-9,4
Гремячинское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	16,7			16,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,204			0,204
	Интервал изменения,м	8,8-26,8			8,8-26,8
Эффективная	Среднее значение,м	11,0			11,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,049			0,049
	Интервал изменения,м	8,8-14,4			8,8-14,4
Газо-	Среднее значение,м	11,0			11,0

насыщенная	Коэффициент вариации, д.ед.	0,049			0,049
	Интервал изменения,м	8,8-14,4			8,8-14,4
Ульяновское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	11,9			11,9
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,158			0,158
	Интервал изменения,м	8,2-20			8,2-20
Эффективная	Среднее значение,м	11,1			11,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,162			0,162
	Интервал изменения,м	8,2-18,8			8,2-18,8
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	11,1			11,1
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,162			0,162
	Интервал изменения,м	8,2-18,8			8,2-18,8
Токаревское поднятие					
Общая	Среднее значение,м	7,6			7,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Эффективная	Среднее значение,м	7,6			7,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	7,6			7,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	-			-
	Интервал изменения,м	-			-
P1kfl-I					
Общая	Среднее значение,м	8,6			8,6
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,246			0,246
	Интервал изменения,м	3,0-16,4			3,0-16,4
1	2	3	4	5	6
Эффективная	Среднее значение,м	7,7			7,7
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,213			0,213
	Интервал изменения,м	3,0-15,2			3,0-15,2
Газо-насыщенная	Среднее значение,м	8,0			8,0
	Коэффициент вариации, д.ед.	0,080			0,080
	Интервал изменения,м	3,0-15,2			3,0-15,2

Средние значения по P_{1ar} коэффициентов расчлененности изменяется от 2 д.ед. (Ульяновское поднятие) до 12,2 д.ед. (Тепловское поднятие) и распространения залежи изменяется от 0,833 (Восточно – Гремячинское поднятие) до 1 д.ед. (таблица 1.8.3.2).

Средние значения по P_{1kfl-II} коэффициентов расчлененности изменяется от 1 д.ед. (Тепловское поднятие) до 2 д.ед. (Восточно – Гремячинское поднятие) и распространения залежи составляет 1 д.ед. (таблица 1.8.3.2).

Средние значения по P_{1kfl-I} коэффициентов расчлененности составляет 1,5 д.ед. и распространения залежи составляет 0,091 д.ед. (таблица 1.8.3.2).

Таблица 1.8.3.2 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Поднятие	Кол-во скважин, используемых для определения	Коэффициент расчлененности, д.ед.			Коэф. распространения, д.ед
		Среднее значение	коэф. вариации	Интервал изменения	
P _{1ar}					
Тепловское	5	12,2	0,536	7-30	1
Западно-Тепловское	8	7,6	0,464	2-18	1
Восточно-Гремячинское	5	8,2	0,098	6-13	0,833
Гремячинское	12	10.1	0.309	1-20	1

Ульяновское р-н скв Uln47	1	2,0			1
Ульяновское р-н скв Uln63	1	7,0			1
Ульяновское р-н скв Uln65	1	5			1
Цыгановское	1	4			1
Токаревское р-н скв Tok2_1, Tok6, Tok71	3	5,3	0,289	2-9	1
Токаревское р-н скв Tok28_2	1	9			1
Токаревское р-н скв Tok3	1	12			1
Токаревское р-н скв Tok19	1	4			1
P₁kfl-II					
Тепловское	1	1			
Восточно- Гремячинское	2	2		2-2	1
Гремячинское	3	1,7	0,320	1-3	1
Ульяновское	4	1,5	0,111	1-2	1
Токаревское	1	1			1
P₁kfl-I					
	20	1,5	0,451	1-5	0,091

Характеристика коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности

На дату составления отчета из 93 пробуренных скважин отбор керн выполнен из 69 скважин. Колонковым долотом в пределах поднятий по продуктивным залежам пройдено 5657,0 м, отобрано 2350,9 м керн, что составляет 41,6% от проходки, проанализировано 4785 образцов.

Кроме стандартных анализов, на образцах керн проводились и специальные исследования: на 12 образцах из артинской залежи определены кривые капиллярного давления и остаточная водонасыщенность, определение коэффициента вытеснения нефти водой; на 32 образцах из скважин поднятий Цыгановское, Токаревское, Гремячинское, Вост.Гремячинское и Зап.Тепловское определены электрическое сопротивление пород при 100 % и переменной водонасыщенности, фазовые проницаемости.

Сведения о выносе керн по продуктивной толще представлены в таблице 1.8.3.3.

Таблица 1.8.3.3 – Характеристика отбора керн из продуктивных отложений

Поднятие	Проходка	Вывос керна		Количество образцов
	м	м	%	
P1kfl				
Зап.Тепловское	454,8	281,5	61,9	102
Тепловское	117,1	82,9	70,8	46
Вост.Гремячинское	74,0	52,6	71,1	110
Гремячинское	240,0	121,5	50,6	112
Токаревское	57,0	37,2	65,4	12
Цыгановское	188,1	121,8	64,8	45
Ульяновское	10,0	5,2	52,0	18
Всего	1141,0	702,8	61,6	445

P1ar				
Зап.Тепловское	1135,3	328,7	29,4	1063
Тепловское	529,2	258,4	48,8	645
Вост.Гремячинское	702,1	321,9	45,9	792
Гремячинское	982,0	398,9	40,6	1211
Токаревское	452,6	168,6	37,2	241
Цыгановское	474,8	117,6	36,1	242
Ульяновское	240,0	54,0	22,5	146
Всего	4516,0	1648,1	36,5	4340
Итого	5657,0	2350,9	41,6	4785

Литолого-петрографическая характеристика продуктивного разреза составлена на основе макроописания отобранного керна и шлифов.

По макроописанию керна залежи артинского яруса соответствуют фаціальным зонам рифового ядра и рифового плато. Разрез характеризуется карбонатными породами органогенного генезиса, которые условно можно систематизировать в пять групп литотипов: биогермный, биоморфно-детритовый, органогенно-обломочный и обломочный, биохемотренный и криптогенный. Большая часть пород биогермная, представлена мшанками, тубифитами, нубикуляриями, дазикладиевыми и кодиевыми водорослями из числа сине-зеленых, а также присутствуют образования строматолитов.

В филипповском горизонте продуктивными являются отдельные пласты карбонатных пород, развитые среди ангидритов, и представленные, главным образом, серыми доломитами. В структурно-генетическом отношении это биохемотренные разности, прослоями встречаются доломиты сгустково-комковатой структуры, разности, содержащие строматолитовые образования.

Коллекторами являются доломиты и слабоизвестковистые разности, уплотненные микро-тонкопоровые, в различной степени трещиноватые. Поровое пространство составляют поры выщелачивания органогенных остатков, пустоты унаследованного выщелачивания в строматолитовых разностях, реже, межзерновые поры. Развитие кавернозности отмечается в единичных прослоях, как правило, в обломочных трещиноватых породах. Каверны не многочисленны.

Бурение скважин в продуктивной толще проводилось долотом диаметром 190 мм, при заполнении ствола скважин глинистым раствором. Технологические параметры промывочной жидкости (ПЖ), используемой при бурении, являются следующими: плотность - 1,18-1,26 г/см³, вязкость - 48-73 сек, удельное электрическое сопротивление - 0,04-0,06 Ом.

Пластовые воды на комплексах Тепловско-Токаревского месторождения представляют собой рассолы хлоркальциевого типа по В.А. Сулина в среднем с минерализацией 233 г/л при плотности 1,18 г/см³.

Удельное электрическое сопротивление (УЭС) пластовой воды (рв) согласно

температуре и минерализации по палеточным данным принято равным 0,018 Омм (при температуре пласта 80 °С).

Геофизические исследования, проводимые в скважинах месторождения, состояли из общих и детальных.

Общие исследования по всему стволу включали: стандартный электрический каротаж (КС) – измерение кажущегося удельного сопротивления пород кровельным (обращенным) и подошвенным градиент – зондами (A2M0.5N, N0.5M2A), метод естественных потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрия и термометрия. Кроме того, выполнен радиоактивный (ГК, НГК) и акустический каротажи (АК). Положение ствола скважины в пространстве контролировалось проведением инклинометрии со снятием отсчётов через 25 м.

Детальные исследования выполнялись в интервале перспективной части включали помимо перечисленных методов в комплексе общих исследований боковой (БК), микробоковой (МБК), плотностной (ГГКП) каротажи.

Техническое состояние эксплуатационных колонн, и качество их цементирования оценивалось по материалам акустической цементометрии, выполненной во всех скважинах, обсаженных эксплуатационной колонной.

Выполненный комплекс ГИС позволил провести литологическое расчленение разреза, определить эффективные толщины, оценивать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, характер насыщения выделенных в разрезе пластов-коллекторов.

Выделение пластов проводилось по традиционным прямым и косвенным признакам поровых коллекторов, в неоднозначных случаях использовались количественные критерии, обоснованные на керне: граничными значениями емкостных свойств пород принимались открытая пористость $K_{п\_гр}=4\%$ для газовых и 6% нефтенасыщенных коллекторов, объемная глинистость $K_{гл\_гр}=10\%$, насыщенность $K_{нг\_гр}=40\%$.

Коллекторы отмечаются пониженными показаниями метода ГК, повышенными или средними показаниями ΔT на диаграммах акустического каротажа; на диаграммах нейтронного гамма-каротажа значения интенсивности вторичного гамма-излучения занимают промежуточное положение между показаниями против глин и плотных пород.

Определение объемной глинистости, для всего разреза, вычислялось по методу ГК, с использованием зависимости Ларионова В.В. для древних пород.

Определение пористости осуществлялось по трем методам каротажа: АК, НК (НГК, ННК) и ГГКП по стандартным алгоритмам (с учетом объемной глинистости); с выбором расчетного параметра ($K_{п}$) в качестве результирующего, среднее значение из определений по разным методам или по наиболее достоверному методу.

Коэффициент нефтегазонасыщенности вычислялся по методу электрического сопротивления с использованием петрофизических связей Арчи-Дахнова, полученных на керне месторождения.

В таблице 1.8.3.4 приведена обобщённая характеристика горизонтов по пористости и нефтенасыщенности. Средние пористости, определенные по керну и по ГИС близки по своим значениям.

Таблица 1.8.3.4 - Характеристика коллекторских свойств и нефтенасыщенность

Горизонт	Метод определения	Наименование	Проницаемость, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Пористость, д. ед.	Газо-/нефтенасыщенность, д. ед.
P1kfl-I	лабораторные исследования керна	кол-во скважин	2	2	-
		кол-во определений	26	26	-
		среднее значение	0,01	0,01	-
		коэф.вариации	0.000	0,494	-
		интервал изменений	0,01*	0,01-0,02	-
	геофизические исследования скважин	количество скважин	-	19	15
		кол-во определений	-	48	28
		среднее значение	-	0,11	0,77
		коэф.вариации	-	0,677	0,171
		интервал изменений	-	0,04-0,30	0,54-0,92
P1kfl-II	лабораторные исследования керна	кол-во скважин	8	7	-
		кол-во определений	103	173	-
		среднее значение	0,55	0,02	-
		коэф.вариации	0,018	0,000	-
		интервал изменений	0,01-7,80	0-0,2	-
	геофизические исследования скважин	кол-во скважин	-	27	8
		кол-во определений	-	100	27
		среднее значение	-	0,09	0,88
		коэф.вариации	-	0,524	0,076
		интервал изменений	-	0,03-0,30	0,67-0,92
P1ar	лабораторные исследования керна	кол-во скважин	44	41	-
		кол-во определений	2353	2941	-
		среднее значение	8,79	0,06	-
		коэф.вариации	0,057	0,017	-
		интервал изменений	0-869	0,00-0,32	-
	геофизические исследования скважин	кол-во скважин	-	66	39
		кол-во определений	-	1477	913
		среднее значение	-	0,09	0,82
		коэф.вариации	-	0,377	0,133
		интервал изменений	-	0,02-0,30	0,40-0,92

*26 определений -0,01

В таблице 1.8.3.4 приведены данные по проницаемости, полученные на образцах керна. Подавляющее большинство значений лежит в диапазоне $0,01-1 \cdot 10^{-3}$ мкм². По ГИС проницаемость не рассчитывалась.

Таблица 1.8.3.4 – Статистические ряды распределений проницаемости

Горизонт	По данным геофизических исследований		По данным лабораторного изучения керна	
	Интервалы изменения, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Число случаев	Интервалы изменения, $\cdot 10^{-3}$ мкм ²	Число случаев
P1kfl-I	0,01-1	-	0,01-1	26
	1-10	-	1-10	-
	10-50	-	10-50	-

	50-100	-	50-100	-
	100-300	-	100-300	-
	300-1000	-	300-1000	-
P1kfl-II	0,01-1	-	0,01-1	37
	1-10	-	1-10	4
	10-50	-	10-50	-
	50-100	-	50-100	-
	100-300	-	100-300	-
	300-1000	-	300-1000	-
P1ar	0,01-1	-	0,01-1	771
	1-10	-	1-10	1034
	10-50	-	10-50	349
	50-100	-	50-100	24
	100-300	-	100-300	17
	300-1000	-	300-1000	5

1.8.6.2 Запасы нефти и газа

В 2024 году был выполнен пересчет запасов газа, нефти и конденсата по состоянию изученности на 01.06.2024 г., запасы которого были утверждены и приняты на Государственный баланс РК (протокол №2715 – 24 -У от 30.10.2024 г.). Пересчет запасов был выполнен по результатам бурения 101 скважины. Структурные карты по кровле и подошве залежей построены на основе структурных карт, полученных в результате переинтерпретации сеймики 3Д в 2023 году. Помимо изменения структурной основы, увеличилось количество объектов опробования на 2 объекта из скважин Трл-72 и Трл-74, 11 проб поверхностной нефти из 2 скважин, 9 глубинных проб пластового газа из 2 скважин и 37 проб конденсата из скважин Трл-72 и Трл-74.

В таблице 1.8.3.5-1.8.3.6 представлены подсчитанные начальные геологические и извлекаемые запасы газа, конденсата и нефти по состоянию изученности на 01.06.2024 г, в таблице 1.8.3.7, 1.8.3.7 – подсчитанные запасы этана, пропана бутана, сероводорода в пластовом и растворенном газе, а в таблице 1.8.3.8 – запасы парафина в нефти.

Таблица 1.8.3.5 – Сводная таблица подсчета запасов газа и конденсата Тепловско – Токаревского месторождения по состоянию на 01.06.2024 г.

Горизонт, залежь	Район скважин	Зона насыщения	Категория	Площадь газоносности, тыс.м2	Средне-взвеш. эффективная газонас. толщина, м	Объем газонасыщенных пород, тыс. м3	Коэффициенты, д.ед.		Пластовое давление, Мпа		Поправка на отклонение от закона Бойля-Мариотта		Поправка за температуру	Коэф. перевода мегапаскалей в физич. атмосферы	Геологические запасы пластового газа, млн.м3	Коэф. извлечения газа (КИГ), д.ед.	Извлекаемые запасы пластового газа, млн. м3	Потенциальное содержание конденсата, г/м3	Начальные балансовые запасы конденсата, тыс.т.	Коэф. извлечения конденсата (КИК), д.ед.	Извлекаемые запасы конденсата, млн.м3	Мольная доля сухого газа в пластовом газе, д.ед.	Геологические запасы сухого газа, млн.м3	Извлекаемые запасы сухого газа, млн. м3		
							открытой пористости	газонасыщенности	начальное	конечное	начальное	конечное														
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		
P1 kfl-I		ЧГ	C1	6000	9,3	55530	0,17	0,81	32,0	0,13	1,053	1,0	0,844	9,87	2138	0,820	1753	225,4	482	0,543	262	0,9707	2075	1702		
		итого	C1	6000	9,3	55530										2138		1753			482		262		2075	1702
		ЧГ	C2	189371	4,4	838977	0,10	0,72	32,0	0,13	1,053	1,0	0,844	9,87	16890	0,615	10387	225,4	3807	0,655	2494	0,9707	16395	10083		
		ГВ		4051	3,2	13046	0,10	0,72	32,0	0,13	1,053	1,0	0,844	9,87	263	0,615	162	225,4	59	0,655	39	0,9707	255	157		
		итого	C2	193422	4,4	852023									17153		10549		3866		2533		16650	10240		
Токаревское																										
P1 kfl-II		ЧГ	C2	1615	8,4	13600	0,05	0,86	32,1	0,13	1,042	1,0	0,844	9,87	162	0,665	108	88	14	0,203	3	0,9844	159	106		
		ГВ		680	5,4	3650	0,05	0,86	32,1	0,13	1,042	1,0	0,844	9,87	44	0,665	29	88	4	0,203	1	0,9844	43	29		
		итого по Токаревскому поднятию		C2	2295	7,5	17250									206		137		18		4		202	135	
Ульяновское																										
P1 kfl-II		ЧГ	C1	1400	10,0	14005	0,08	0,89	32,1	0,13	1,042	1,0	0,844	9,87	277	0,886	245	88	24	0,454	11	0,9844	273	241		
		ГВ		435	5,4	2356	0,08	0,89	32,1	0,13	1,042	1,0	0,844	9,87	47	0,886	42	88	4	0,454	2	0,9844	46	41		
		итого	C1	1835	8,9	16361										324		287		28		13		319	282	
		ЧГ	C2	1115	11,3	12640	0,08	0,89	32,1	0,13	1,042	1,0	0,844	9,87	250	0,665	166	88	22	0,203	4	0,9844	246	163		
		ГВ		445	6,4	2834	0,08	0,89	32,1	0,13	1,042	1,0	0,844	9,87	56	0,665	37	88	5	0,203	1	0,9844	55	36		
		итого	C2	1560	9,9	15474									306		203		27		5		301	199		
Гремячинское																										
P1 kfl-II	р-н скв Grm60	ЧГ	C1	515	5,3	2710	0,09	0,91	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	62	0,764	47	225,4	14	0,465	7	0,9570	59	45		
		ГВ		500	3,6	1814	0,09	0,91	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	41	0,764	31	225,4	9	0,465	4	0,9570	39	30		
			C1	1015	4,5	4524										103		78		23		11		98	75	
		ЧГ	C2	775	4,6	3550	0,09	0,91	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	81	0,573	46	225,4	18	0,349	6	0,9570	78	44		
		ГВ		215	3,8	820	0,09	0,91	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	19	0,573	11	225,4	4	0,349	1	0,9570	18	11		
			C2	990	4,4	4370										100		57		22		7		96	55	
	р-н скв Grm5, Grm25	ЧГ	C1	1810	6,2	11160	0,11	0,88	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	301	0,764	230	225,4	68	0,465	32	0,9570	288	220		
		ГВ		460	4,6	2102	0,11	0,88	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	57	0,764	44	225,4	13	0,465	6	0,9570	55	42		
			C1	2270	5,8	13262										358		274		81		38		343	262	
		ЧГ	C2	685	5,2	3547	0,11	0,88	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	96	0,573	55	225,4	22	0,349	8	0,9570	92	53		
ГВ	105	4,8		508	0,11	0,88	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	14	0,573	8	225,4	3	0,349	1	0,9570	13	8				
		C2	790	5,1	4055										110		63		25		9		105	61		
P1 kfl-II	итого по Гремячинскому поднятию		C1	3285	5,4	17786										461		352		104		48		441	337	
			C2	1780	4,7	8425											210		120		47		16		201	116
Восточно -Гремячинское																										
P1 kfl-II		ЧГ	C1	670	8,4	5610	0,06	0,69	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	65	0,819	53	225,4	15	0,577	9	0,957	62	51		
		ГВ		255	5,6	1425	0,06	0,69	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	16	0,819	13	225,4	4	0,577	2	0,957	15	12		
		итого по Восточно-Гремячинскому поднятию		C1	925	7,6	7035										81		66		19		11		77	63
Западно - Тепловское																										
P1 kfl-II		ЧГ	C2	2185	3,4	7320	0,11	0,69	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	155	0,614	95	225,4	35	0,605	21	0,957	148	91		
		ГВ		1785	2,9	5180	0,11	0,69	31,6	0,13	1,064	1,0	0,844	9,87	110	0,614	68	225,4	25	0,605	15	0,957	105	65		
		итого по Западно-Тепловскому поднятию		C2	3970	3,1	12500										265		163		60		36		253	156
итого по P1 kfl-II			C1	6045		41182										866		705		151		72,3		837	682	
			C2	9605		53649											987		623		152		61		957	606

Продолжение таблицы 1.8.3.5																								
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
Тепловское																								
P1ar	р-н Трl74	ГНВ	C1	3810	30,6	116685	0,10	0,84	32,3	0,13	1,045	1,0	0,834	9,87	2713	0,852	2311	225,4	611	0,534	326	0,9664	2622	2233
			C1	3810	30,6	116685										2713		2311		611		326		2622
	р-н Трl53_1	ГНВ	C1	3350	12,6	44680	0,10	0,81	32,3	0,13	1,045	1,0	0,834	9,87	1002	0,852	854	225,4	226	0,534	121	0,9664	968	825
			C1	3350	13,3	44680										1002		854		226		121		968
		итого по Тепловскому поднятию		C1	7160	22,5	161365								3715		3165		837		447		3590	3058
Западно-Тепловское																								
P1ar		ГНВ	C1	6430	53,7	345323	0,10	0,83	32,9	0,13	1,049	1,0	0,837	9,87	8141	0,873	7107	225,4	1835	0,579	1062	0,9668	7871	6871
	итого по Западно-Тепловскому поднятию		C1	6430	53,7	345323									8141		7107		1835		1062		7871	6871
Восточно-Гремячинское																								
P1ar		ГНВ	C1	3002	34,1	102400	0,08	0,83	32,7	0,13	1,053	1,0	0,849	9,87	1954	0,819	1600	225,4	440	0,577	254	0,9562	1868	1530
	итого по Восточно-Гремячинскому поднятию		C1	3002	34,1	102400									1954		1600		440		254		1868	1530
Гремячинское																								
P1ar		ГНВ	C1	9125	30,0	273975	0,08	0,82	31,4	0,13	1,047	1,0	0,837	9,87	4862	0,862	4191	225,4	1096	0,57	625	0,9721	4726	4074
	итого по Гремячинскому поднятию		C1	9125	30,0	273975									4862		4191		1096		625		4726	4074
Ульяновское																								
P1ar	р-н Uln65	ГВ	C1	470	21,2	9946	0,09	0,86	32	0,12	1,022	1	0,827	9,87	205	0,886	182	88	18	0,454	8	0,9936	204	181
	р-н Uln63		C1	705	16,3	11478	0,08	0,75	32,2	0,13	1,036	1	0,830	9,87	187	0,886	166	88	16	0,454	7	0,9936	186	165
			C2	1920	16,0	30809	0,086	0,75	32,2	0,13	1,036	1	0,830	9,87	546	0,665	363	88	48	0,341	16	0,9936	543	361
	р-н Uln47		C1	1150	1,5	1725	0,12	0,77	32	0,12	1,022	1	0,827	9,87	42	0,886	37	88	4	0,454	2	0,9936	42	37
	итого по Ульяновскому поднятию		C1	2325	10,0	23149									434		385		38		17		432	383
			C2	1920	16,0	30809										546		363		48		16		543
Цыгановское																								
P1ar		ГВ	C1	1210	8,1	9770	0,08	0,90	32	0,12	1,022	1	0,827	9,87	187	0,359	67	88	16	0,369	6	0,9936	186	67
	итого по Цыгановскому поднятию		C1	1210		9770									187		67		16		6		186	67
Токаревское																								
P1ar	р-н Tok2_1, Tok6, Tok71	ГВ	C1	2240	10,7	24024	0,06	0,69	31,2	0,13	1,053	1	0,828	9,87	266	0,859	229	88	23	0,438	10	0,9935	264	228
	р-н Tok28_2		C1	2050	8,7	17900	0,06	0,77	31,2	0,13	1,053	1	0,828	9,87	221	0,859	190	88	19	0,438	8	0,9935	220	189
	р-н Tok3		C1	1850	13,6	25071	0,11	0,85	30,7	0,13	1,064	1	0,849	9,87	639	0,859	549	88	56	0,438	25	0,9935	635	545
			C1	1610	3,6	5796	0,07	0,61	32	0,13	1,058	1	0,842	9,87	69	0,859	59	88	6	0,438	3	0,9935	69	59
	р-н Tok19		C2	2100	13,3	28000	0,07	0,61	32	0,13	1,058	1	0,842	9,87	335	0,644	216	88	29	0,329	10	0,9935	333	215
	итого по Токаревскому поднятию		C1	7750	9,4	72791									1195		1027		104		46		1188	1021
			C2	2100	13,3	28000										335		216		29		10		333
	итого по P1ar			C1	37002		988773									20488	0,856	17542		4366	0,563	2457		19861
C2				4020		58809										881	0,657	579		77	0,338	26		876
итого по месторождению			C1												23492	0,851	20000		4999	0,558	2791		22773	19388
			C2													19021	0,618	11751		4095	0,640	2620		18483

Таблица 1.8.3.6 - Сводная таблица подсчета запасов нефти и растворенного газа Тепловско – Токаревского месторождения по состоянию на 01.06.2024 г.

Горизонт	Район скважин	Зона насыщения	Категория запасов	Площадь нефте-	Средне-взвешен-ная нефте-	Объем нефте-насыщен-	Пори-стость, д.ед.	Нефтенасы-щенность, д.ед.	Пере-счётный коэффи-	Плотность нефти, г/м3	Геологи-ческие запасы	Коэффи-циент извле-	Извлекае-мые запасы	Газосодер-жание, м3/т	Начальные запасы растворенного газа, млн.м3



				носни, тыс.м2	насыщен- ная толщина, м	ных пород тыс.м3			циент, д.ед.		нефти, тыс.т	чения, д.ед.	нефти тыс.т		геоло- гические	извлекае- мые
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Тепловское (балансовые запасы)																
P1ar	р-н Trl74	ГНВ	C1	2450	22,2	54428	0,10	0,84	0,685	0,855	2815	0,388	1092	205,5	578,5	224,4
		ВН		435	4,6	2010	0,10	0,84	0,685	0,855	103	0,388	40	205,5	21,2	8,2
	итого		C1	2885	19,6	56438				2918		1132		599,7	232,6	
	р-н Trl43	ГНВ	C1	970	10,9	10550	0,09	0,73	0,685	0,855	426	0,388	165	205,5	87,5	33,9
		ВН		225	2	450	0,09	0,73	0,685	0,855	18	0,388	7	205,5	3,7	1,4
	итого		C1	1195	9,2	11000					444		172		91,2	35,3
	р-н Trl53 и Trl54	ГНВ	C2	3740	6,8	25440	0,10	0,85	0,685	0,855	1228	0,291	357	205,5	252,4	73,4
		ВН		2565	2,2	5530	0,10	0,85	0,685	0,855	267	0,291	78	205,5	54,9	16,0
	итого		C2	6305	4,9	30970					1495		435		307,3	89,4
Западно-Тепловское (балансовые запасы)																
P1ar		ГНВ	C1	5475	12,9	70504	0,11	0,83	0,685	0,855	3768	0,254	957	205,5	774,3	196,7
		ВН		975	3,2	3150	0,11	0,83	0,685	0,855	168	0,254	43	205,5	34,5	8,8
	итого		C1	6450	11,4	73654				3936		1000		808,8	205,5	
		ГНВ	C2	1450	10,5	15270	0,09	0,87	0,685	0,855	734	0,083	61	205,5	150,8	12,5
		ВН		470	5,2	2440	0,09	0,87	0,685	0,855	117	0,083	10	205,5	24,0	2,1
	итого		C2	1920	9,2	17710					851		71		174,8	14,6
Восточно-Гремячинское (забалансовые запасы)																
P1ar		ГНВ	C1	1950	4,0	7725	0,08	0,81	0,685	0,855	293			205,5	60,2	
		ВН		438	2,0	875	0,08	0,81	0,685	0,855	33			205,5	6,8	
	итого		C1	2388	3,6	8600				326				67,0		
		ГНВ	C2	1052	9,1	9588	0,08	0,86	0,685	0,855	408			205,5	83,8	
		ВН		500	2	1000	0,08	0,86	0,685	0,855	43			205,5	8,8	
	итого		C2	1552	6,8	10588					451				92,6	
Гремячинское (забалансовые запсы)																
P1ar	р-н Grm55	ГНВ	C1	2825	5	14055	0,08	0,83	0,685	0,855	546			205,5	112,2	
		ВН		515	2,1	1090	0,08	0,83	0,685	0,855	42			205,5	8,6	
	итого		C1	3340	4,5	15145				588				120,8		
	р-н Grm 5- Grm 61_1	ГНВ	C2	5585	6	33734	0,09	0,81	0,685	0,855	1511			205,5	310,5	
		ВН		1010	4	4020	0,09	0,81	0,685	0,855	180			205,5	37,0	
	итого		C2	6595	5,7	37754					1691				347,5	
итого по месторождению (балансовые запасы)			C1	10530		141092				7298	0,316	2304		1499,7	473,4	
			C2	8225		48680			2346	0,216	506		482,1	104,0		
итого по месторождению (забалансовые запасы)			C1	5728		23745				914				187,8		
			C2	8147		48342			2142				440,1			
итого по месторождению			C1	16258		164837				8212	0,281	2304		1687,5	473,4	
			C2	16372		97022				4488	0,113	506		922,2	104,0	

Таблица 1.8.3.7 – Подсчет начальных запасов этана, пропана, бутанов в пластовом газе

Горизон т, залежь	Район скважин	Кате- гория	Геологи- ческие запасы пласто- вого газа, млн. м3	Извле- каемые запасы пластово- го газа, млн.м3	Геолог и- ческие запасы сухого газа, млн.м3	Извле- каемые запасы сухого газа, млн.м3	Потенциальное содержание г/м3				Начальные запасы на пластовый газ, тыс.т								Начальные запасы на сухой газ, тыс.т								Коэффи- циент пересчет а на серу	Запасы газовой серы, тыс.т	
											геологические				извлекаемые				геологические				извлекаемые						
							этана	пропана	бутанов	серово- дорода	этана	пропана	бутанов	серово- дорода	этана	пропана	бутанов	серово- дорода	этана	пропана	бутанов	серово- дорода	этана	пропана	бутано в	серово- дорода		геологи- ческие	извлекае- мые
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	29	30
P1 kfl-I		C1	2138	1753	2075	1702	19,72	42,28	13,27	11,17	42,2	90,4	28,4	23,9	34,6	74,1	23,3	19,6	40,9	87,7	27,5	23,2	33,6	153,9	48,3	40,7	0,94	22,5	18,4
		C2	17153	10549	16650	10240	19,72	42,28	13,27	11,17	338,2	725,2	227,6	191,7	208	446	140	117,9	328,3	704	220,9	186	201,9	7426	2330,6	1963	0,94	180,2	110,8
Токаревское поднятие																													
P1 kfl-II		C2	206	137	202	135	15,47	13,00	8,20	21,92	3,2	2,7	1,7	4,5	2,1	1,8	1,1	3	3,1	2,6	1,7	4,4	2,1	0,4	0,2	0,6	0,94	4,2	2,8
Ульяновское поднятие																													
P1 kfl-II		C1	324	287	319	282	15,47	13,00	8,20	21,92	5	4,2	2,7	7,1	4,4	3,7	2,4	6,3	4,9	4,1	2,6	7	4,4	1,2	0,8	2	0,94	6,7	5,9
		C2	300	203	301	199	13,47	13,00	8,20	21,92	4,7	4	2,5	6,7	3,1	2,6	1,7	4,5	4,7	3,9	2,5	6,6	3,1	0,8	0,5	1,3	0,94	6,3	4,2



Гремячинское поднятие																													
P1 kfl-II	р-н скв Grm60	C1	103	78	98	75	23,96	29,28	18,34	0,42	2,5	3	1,9	0	1,9	2,3	1,4	0	2,3	2,9	1,8	0	1,8	0,2	0,1	0	0,94	0	0
		C2	100	57	96	55	23,96	29,28	18,34	0,42	2,4	2,9	1,8	0	1,4	1,7	1	0	2,3	2,8	1,8	0	1,3	0,2	0,1	0	0,94	0	0
	р-н скв Grm5, Grm25	C1	358	274	343	262	23,96	29,28	18,34	0,42	8,6	10,5	6,6	0,2	6,6	8	5	0,1	8,2	10	6,3	0,1	6,3	2,8	1,7	0,1	0,94	0,2	0,1
		C2	110	63	105	61	23,96	29,28	18,34	0,42	2,6	3,2	2	0	1,5	1,8	1,2	0	2,5	3,1	1,9	0	1,5	0,2	0,1	0	0,94	0	0
Восточно-Гремячинское поднятие																													
P1 kfl-II		C1	81	66	77	63	23,96	29,28	18,34	0,42	1,9	2,4	1,5	0	1,6	1,9	1,2	0	1,8	2,3	1,4	0	1,5	0,2	0,1	0	0,94	0	0
Западно - Тепловское поднятие																													
P1 kfl-II		C2	265	163	253	156	23,96	29,28	18,34	0,42	6,3	7,8	4,9	0,1	3,9	4,8	3	0,1	6,1	7,4	4,6	0,1	3,7	1,2	0,8	0	0,94	0,1	0,1
итого по P1 kfl-II		C1	866	705	837	682					18	20,1	12,7	7,3	14,5	15,9	10	6,4	17,2	19,3	12,1	7,1	14	4,4	2,7	2,1		6,9	6
		C2	987	623	957	606						19,2	20,6	12,9	11,3	12	12,7	8	7,6	18,7	19,8	12,5	11,1	11,7	2,8	1,7	1,9		10,6
Тепловское поднятие																													
P1ar	р-н Tpl74	C1	2713	2311	2622	2233	44,43	38,44	28,71	6,51	120,5	104,3	77,9	17,7	102,7	88,8	66,3	15	116,5	100,8	75,3	17,1	99,2	232,9	174	39,5	0,94	16,6	14,1
	р-н Tpl53_1	C1	1002	854	968	825	44,43	38,44	28,71	6,51	44,5	38,5	28,8	6,5	37,9	32,8	24,5	5,6	43	37,2	27,8	6,3	36,7	31,8	23,8	5,4	0,94	6,1	5,3
		C1	3715	3165	3590	3058					165	142,8	106,7	24,2	140,6	121,6	90,8	20,6	159,5	138	103,1	23,4	135,9	264,7	197,8	44,9		22,7	19,4
Западно - Тепловское поднятие																													
P1ar		C1	8141	7107	7871	6871	69,01	73,21	34,26	10,61	561,8	596	278,9	86,4	490,5	520,3	243,5	75,4	543,2	576,2	269,7	83,5	474,2	4095,1	1916,3	593,7	0,94	81,2	70,9
Восточно-Гремячинское поднятие																													
P1ar		C1	1954	1600	1868	1530	36,11	45,76	23,74	0,00	70,6	89,4	46,4	0	57,8	73,2	38	0	67,5	85,5	44,3	0	55,3	136,8	71	0	0,94	0	0
Гремячинское поднятие																													
P1ar		C1	4862	4191	4726	4074	30,07	34,78	20,99	0,10	146,2	169,1	102,1	0,5	126	145,7	88	0,4	142,1	164,3	99,2	0,5	122,5	688,9	416	2	0,94	0,5	0,4
Ульяновское поднятие																													
P1ar	р-н Uln65	C1	205	182	204	181	13,98	7,69	5,07	0,01	2,9	1,6	1	0	2,5	1,4	0,9	0	2,9	1,6	1	0	2,5	0,3	0,2	0	0,94	0	0
		C1	187	166	186	165	13,98	7,69	5,07	0,01	2,6	1,4	0,9	0	2,3	1,3	0,8	0	2,6	1,4	0,9	0	2,3	0,2	0,1	0	0,94	0	0
	р-н Uln63	C2	546	363	543	361	13,98	7,69	5,07	0,01	7,6	4,2	2,8	0	5,1	2,8	1,8	0	7,6	4,2	2,8	0	5	1,5	1	0	0,94	0	0
		C1	42	37	42	37	13,98	7,69	5,07	0,01	0,6	0,3	0,2	0	0,5	0,3	0,2	0	0,6	0,3	0,2	0	0,5	0	0	0	0,94	0	0
	р-н Uln47	C1	42	37	42	37	13,98	7,69	5,07	0,01	0,6	0,3	0,2	0	0,5	0,3	0,2	0	0,6	0,3	0,2	0	0,5	0	0	0	0,94	0	0
		C1	434	385	432	383					6,1	3,3	2,1	0	0	0	0	0	6,1	3,3	2,1	0	5,3	0,5	0,3	0		0	0
итого	C2	546	363	543	361						7,6	4,2	2,8	0	5,1	2,8	1,8	0	7,6	4,2	2,8	0	5	1,5	1	0		0	0
	C2	546	363	543	361						7,6	4,2	2,8	0	5,1	2,8	1,8	0	7,6	4,2	2,8	0	5	1,5	1	0		0	0
Цыгановское поднятие																													
P1ar		C1	187	67	186	67	13,98	7,69	5,07	0,01	2,6	1,4	0,9	0	0,9	0,5	0,3	0	2,6	1,4	0,9	0	0,9	0,1	0,1	0	0,94	0	0
Токаревское поднятие																													
P1ar	р-н Tok2_1, Tok6, Tok71	C1	266	229	264	228	13,85	4,76	5,07	30,41	3,7	1,3	1,3	8,1	3,2	1,1	1,2	7	3,7	1,3	1,3	8	3,2	0,3	0,3	1,8	0,94	7,6	6,6
		C1	221	190	220	189	13,85	4,76	5,07	30,41	3,1	1,1	1,1	6,7	2,6	0,9	1	5,8	3	1	1,1	6,7	2,6	0,2	0,2	1,3	0,94	6,3	5,5
	р-н Tok3	C1	639	549	635	545	13,85	4,76	5,07	30,41	8,9	3	3,2	19,4	7,6	2,6	2,8	16,7	8,8	3	3,2	19,3	7,5	1,6	1,7	10,6	0,94	18,2	15,7
		C1	69	59	69	59	13,85	4,76	5,07	30,41	1	0,3	0,3	2,1	0,8	0,3	0,3	1,8	1	0,3	0,3	2,1	0,8	0	0	0,1	0,94	2	1,7
	р-н Tok19	C2	335	216	333	215	13,85	4,76	5,07	30,41	4,6	1,6	1,7	10,2	3	1	1,1	6,6	4,6	1,6	1,7	10,1	3	0,3	0,4	2,2	0,94	9,6	6,2
		C1	1195	1027	1188	1021						16,7	5,7	5,9	36,3	14,2	4,9	5,3	31,3	16,5	5,6	5,9	36,1	14,1	2,1	2,2	13,8		34,1
	итого	C2	335	216	333	215						4,6	1,6	1,7	10,2	3	1	1,1	6,6	4,6	1,6	1,7	10,1	3	0,3	0,4	2,2		9,6
итого по P1ar		C1	20488	17542	19861	17004					969	1007,7	543	147,4	830	866,2	465,9	127,7	937,5	974,3	525,2	143,5	808,2	5188,2	2603,7	654,4		138,5	120,2
		C2	881	579	876	576						12,2	5,8	4,5	10,2	8,1	3,8	2,9	6,6	12,2	5,8	4,5	10,1	8	1,8	1,4	2,2		9,6
итого по месторождению		C1	23492	20000	22773	19388					1029,2	1118,2	584,1	178,6	879,1	956,2	499,2	153,7	995,6	1081,3	564,8	173,8	855,8	5346,5	2654,7	697,2		167,9	144,6
		C2	19021	11751	18483	11422						369,6	751,6	245	213,2	228,1	462,5	150,9	132,1	359,2	729,6	237,9	207,2	221,6	7430,6	2333,7	1967,1		200,4

Таблица 1.8.3.8 – Подсчет начальных запасов этана, пропана, бутанов в растворенном газе

Горизонт, залежь	Район скважин	Кате-гория	Начальные запасы растворенного газа, млн. м³		Потенциальное содержание, г/м³				Начальные геологические запасы, тыс. т.				Начальные извлекаемые запасы, тыс. т.			
			Геологи-ческие	Извле-каемые	этана	пропана	бутанов	серово-дорода	этана	пропана	бутанов	серово-дорода	этана	пропана	бутанов	серово-дорода
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Тепловское (балансовые запасы)																
P1ar	р-н Tpl74	C1	599,7	232,6	72,63	67,54	48,98	1,70	43,6	40,5	29,4	1	16,9	15,7	11,4	0,4
	р-н Tpl 43	C1	91,2	35,3	72,63	67,54	48,98	1,70	6,6	6,2	4,5	0,2	2,6	2,4	1,7	0,1
	р-н Tpl 33 и Tpl 34	C2	307,3	89,4	72,63	67,54	48,98	1,70	22,3	20,8	15,1	0,5	6,5	6	4,4	0,2

	итого	C ₁	690,9	267,9					50,2	46,7	33,9	1,2	19,5	18,1	13,1	0,5
		C ₂	307,3	89,4					22,3	20,8	15,1	0,5	6,5	6	4,4	0,2
Западно-Тепловское (балансовые запасы)																
Р _{1ar}		C ₁	808,8	205,5	72,63	67,54	48,98	1,70	58,7	54,6	39,6	1,4	14,9	13,9	10,1	0,3
		C ₂	174,8	14,6	72,63	67,54	48,98	1,70	12,7	11,8	8,6	0,3	1,1	1	0,7	0
Восточно-Гремячинское (забалансовые запасы)																
Р _{1ar}		C ₁	67,0		72,63	67,54	48,98	1,70	4,9	4,5	3,3	0,1				
		C ₂	92,6		72,63	67,54	48,98	1,70	6,7	6,3	4,5	0,2				
Гремячинское (забалансовые запсы)																
Р _{1ar}		C ₁	120,8		72,63	67,54	48,98	1,70	8,8	8,2	5,9	0,2				
		C ₂	347,5		72,63	67,54	48,98	1,70	25,2	23,5	17	0,6				
итого по месторождению (балансовые запасы)		C ₁	1499,7	473,4					108,9	101,3	73,5	2,6	34,4	32	23,2	0,8
		C ₂	482,1	104					35	32,6	23,7	0,8	7,6	7	5,1	0,2
итого по месторождению (забалансовые запасы)		C ₁	187,8						13,7	12,7	9,2	0,3				
		C ₂	440,1						31,9	29,8	21,5	0,8				
итого по месторождению		C ₁	1687,5	473,4					122,6	114	82,7	2,9	34,4	32	23,2	0,8
		C ₂	922,2	104					66,9	62,4	45,2	1,6	7,6	7	5,1	0,2

Таблица 1.8.3.9 – Подсчет запасов парафина в нефти

Горизонт, залежь	Район скважин	Кате- гория	Начальные запасынефти, тыс.т.		Содержание парафина, вес %	Начальные запасы парафина, тыс. т.	
			Геологи- ческие	Извле- каемые		Геологи- ческие	Извле- каемые
1	2	3	4	5	6	7	8
Тепловское (балансовые запасы)							
Р _{1ар}	р-н Трп174	C ₁	2918	1132	3,38	98,6	38,3
	р-н Трп1 43	C ₁	444	172	3,38	15,0	5,8
	р-н Трп1 53 и Трп1 54	C ₂	1495	435	3,38	50,5	14,7
	итого	C ₁	3362	1304		113,6	44,1
		C ₂	1495	435		50,5	14,7
Западно-Тепловское (балансовые запасы)							
Р _{1ар}		C ₁	3936	1000	2,37	93,3	23,7
		C ₂	851	71	2,37	20,2	1,7
Восточно-Гремячинское (забалансовые запасы)							
Р _{1ар}		C ₁	326		2,17	7,1	
		C ₂	451		2,17	9,8	
Гремячинское (забалансовые запсы)							
Р _{1ар}		C ₁	588		1,81	10,6	
		C ₂	1691		1,81	30,6	
итого по месторождению (балансовые запасы)		C ₁	7298	2304		206,9	67,8
		C ₂	2346	506		70,7	14,7
итого по месторождению (забалансовые запасы)		C ₁	914			17,7	
		C ₂	2142			40,4	
итого по месторождению		C ₁	8212	2304		224,6	67,8
		C ₂	4488	506		111,1	14,7

1.8.6.3 Оценка воздействия на недра

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

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

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;
- загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
- аварийными разливами нефти и пластовой воды.

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

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

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

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

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

Влияние проектируемых работ на геологическую среду можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – 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 более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 32 баллов, соответственно по

показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости определена, как воздействие высокой значимости (28-64) – изменения в недрах значительно выходят за рамки естественных изменений, категория воздействия почти нарушает узаконенный предел средней значимости.

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

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Тепловско-Токаревское существенные воздействия на геологическую среду от намечаемой деятельности не ожидается.

1.8.6.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

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

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники соблюдать недопущение пролива нефтепродуктов в водный объект.

- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- Контроль за водопотреблением и водоотведением;
- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.)
- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

1.8.7 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

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

Почвенный покров представлен преимущественно темно-каштановыми нормальными почвами.

Черноземы южные нормальные имеют крайне незначительное распространение в пределах северной части участка и формируются в автоморфных условиях плоских водоразделов под разнотравно-типчаково-ковыльной растительностью (в ненарушенном состоянии). Черноземы южные имеют среднемощный (50-60 см) слабо уплотненный гумусовый горизонт темно-серого цвета, книзу приобретающий буроватый оттенок.

На темно-каштановых нормальных почвах растительный покров в целинном состоянии представлен типчаково-ковыльными ассоциациями с участием разнотравья и кустарников. Залегание грунтовых вод глубокое (более 10 м). Заметные выделения карбонатов обнаруживаются с 35-45 см в виде белых пятен, реже - белоглазки. Характерной особенностью морфологического строения почв является уплотненность и трещиноватость.

Средне-каштановые глубоковскипающие почвы формируются на породах легкого механического состава под преимущественно типчаково-песчаноковыльной

растительностью в автоморфных условиях. Характерными признаками этих почв являются:

- слабая гумусированность;
- несколько увеличенная (по сравнению со средне-каштановыми нормальными почвами) мощность гумусового горизонта;
- слабая дифференцированность гумусового горизонта, имеющего буровато-каштановую окраску, постепенно светлеющую вглубь.

Средне-каштановые эродированные почвы развиваются под разреженной растительностью в условиях сильно расчлененного рельефа по склонам оврагов и балок. Подвергаясь интенсивному смыву, они характеризуются небольшой мощностью гумусового горизонта.

Лугово-каштановые темные почвы формируются в понижениях рельефа при воздействии дополнительного грунтового и поверхностного увлажнения под лугово-степной растительностью на близких (3-5 м) грунтовых водах, обычно слабоминерализованных. Отличительными морфологическими признаками этих почв являются более темная, чем у автоморфных зональных почв, окраска гумусового горизонта, увеличенная его мощность (до 90 см), комковатая структура верхнего горизонта. Вскипание обнаруживается в нижней части гумусового горизонта. В белесовато-буром карбонатном горизонте, залегающем ниже гумусового, отмечаются выделения карбонатов в виде редких пятен.

Лугово-каштановые темные солонцеватые почвы приурочены преимущественно к замкнутым понижениям рельефа, создающим условия для соленакопления - западинам, ложбинам, а также надпойменным террасам в тех частях долин рек, где русла имеют неглубокий врез, а слабо выраженный паводок не способствует вымыванию солей. По сравнению с лугово-каштановыми темными обыкновенными почвами лугово-каштановые темные солонцеватые почвы обладают более низким естественным плодородием.

Солонцы лугово-степные солончаковые не образуют однородных контуров. Залегая в комплексе с лугово-каштановыми почвами, они занимают микрорельефные повышения.

Луговые темные обыкновенные почвы имеют незначительное распространение в пределах левобережной части, формируясь в понижениях рельефа под разнотравно-луговой растительностью в условиях гидроморфного режима вследствие близкого (1-3 м от поверхности) залегания грунтовых вод, а также весеннего затопления их талыми снеговыми водами. Луговые почвы имеют довольно мощный (до 80-100 см) гумусовый горизонт зернисто-комковатой структуры.

Пойменные луговые темные почвы залегают по пойменным террасам р. Урал и

нижнему течению впадающих в него рек под разнотравно-луговой растительностью. Формирование их связано с периодическим затоплением паводковыми водами и с близким от поверхности залеганием грунтовых вод (1,5-2 м). Характерными особенностями морфологического строения почв являются слоистость профиля, непрочная структура, наличие погребенных гумусовых горизонтов и крайне неоднородный механический состав.

Пойменные песко-луговые почвы образуются в пределах поймы р. Урал в ее прирусловой части. Формируются на грубых песчаных слоистых отложениях. Почвы характеризуются большой вариабельностью морфологических признаков из-за различного возраста и слоистости пород.

Пески широко распространены в правобережной части участка и представляют собой перевеянные древнеаллювиальные отложения.

На контрактной территории антропогенное воздействие на почвенный покров проявляется в форме механических и физических нарушений. В силу того, что зональные почвенные разности по своим морфогенетическим, водно-физическим и водно-химическим свойствам устойчивы к любым видам антропогенного воздействия, а выявленные нарушения незначительны по площади, общую степень нарушенности почвенного покрова можно классифицировать как слабая.

Основными экологическими требованиями по оптимальному землепользованию являются:

- 1) научное обоснование и прогнозирование экологических последствий предлагаемых земельных преобразований и перераспределения земель;
- 2) обоснование и реализация единой государственной экологической политики при планировании и организации использования земель и охраны всех категорий земель;
- 3) обеспечение целевого использования земель;
- 4) формирование и размещение экологически обоснованных компактных и оптимальных по площади земельных участков;
- 5) разработка комплекса мер по поддержанию устойчивых ландшафтов и охране земель;
- 6) разработка мероприятий по охране земель;
- 7) сохранение и усиление средообразующих, водоохраных, защитных, санитарноэпидемиологических, оздоровительных и иных полезных природных свойств лесов в интересах охраны здоровья человека и окружающей среды;
- 8) сохранение биоразнообразия и обеспечение устойчивого функционирования экологических систем.

Предоставление земельных участков для размещения и эксплуатации предприятий,

сооружений и иных объектов производится с соблюдением экологических требований и учетом экологических последствий деятельности указанных объектов.

Для строительства и возведения объектов, не связанных с сельскохозяйственным производством, должны отводиться земли, не пригодные для сельскохозяйственных целей, с наименьшим баллом бонитета почвы.

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

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

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

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

- изъятием земель, для размещения технологического оборудования для строительства/восстановлении скважин, в том числе опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
- механическими нарушениями почвенно-растительного покрова ввиду нарушения целостности почвенного профиля, вследствие передвижения автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, что приводит к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии;
- загрязнением почв, которое может происходить: непосредственно при разливе пластовых вод, углеводородного сырья вблизи скважин и при его транспортировке, химических реагентов, растворов, применяемые при бурении скважины, а также в случае нарушения условий и сроков временного хранения отходов производства и потребления.

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

Соблюдение регламента работ, осуществление ряда дополнительных

технологических решений с целью увеличения надежности работы оборудования и проведения природоохранных мероприятий сведут к минимуму воздействие проектируемых работ на почвенный покров.

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

- пространственный масштаб воздействия – ограниченный (2) – площадь воздействия до 10 км² для площадных объектов или на удалении до 1000 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – многолетний (4) – продолжительность воздействия постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – временное выведение почв из оборота вследствие расположения временных объектов, с рекультивацией, но без биологической стадии.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в почвенном покрове превышают цепь естественных изменений, но почва сохраняет способность к самовосстановлению.

1.8.7.3 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв и грунта. Литомониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения суммарными нефтяными углеводородами, солями тяжелых металлов и т.д.

Отбор проб и изучение почвогрунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

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

Пункты мониторинга почв должны располагаться в типичном месте ландшафта с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация характеризовала процессы,

происходящие в почвах на территории месторождения, его объектах и прилегающих участках.

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

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

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

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

1.8.8 Оценка воздействия на растительность

1.8.8.1 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

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

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

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

Координаты угловых точек контрактного участка м/р Тепловско-Токаревское относительно заповедных зон, памятников природы и охранных зон, не входят в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица.

1.8.8.2 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Влияние проектируемых работ на растительный покров можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – 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 3х лет и более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды, но среда сохраняет способность к самовосстановлению.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается *средняя* (9-27) – изменения в среде превышает цепь естественных изменений, но растительность сохраняет способность к самовосстановлению

Обоснование объемов использования растительных ресурсов:

Данными проектными решениями для строительства объекта не предполагается использование растительных ресурсов.

1.8.8.3 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

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

1.8.8.4 Ожидаемые изменения в растительном покрове

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

1.8.8.5 Предложения по мониторингу растительного покрова

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

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

тенденции.

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

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

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

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

1.8.9 Оценка воздействия на животный мир

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

Строительство скважин и ЦПС окажет определенное воздействие на животный мир. Данное воздействие можно рассматривать, как совокупность механического воздействия и химического загрязнения.

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

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

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

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

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

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

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

Для мелких грызунов и пресмыкающихся работы по разработке месторождения могут грозить физической гибелью в незначительных пределах.

Таким образом, 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 постоянное;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – слабая (2) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 24 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **средняя** (9-27) – изменения в среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи.

Возможные нарушения целостности естественных сообществ:

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

В целом, при разработке месторождения и строительстве скважин при соблюдении

запланированных технологий и мероприятий, воздействие проектируемых работ (в том числе и образование отходов) на природные ландшафты от намечаемой деятельности не ожидается.

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

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

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

В результате изъятия земель для 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 стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

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

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

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

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами:

карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

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

Воздействие незначительное.

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

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

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

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

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

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

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

Вместе с тем планируемая хозяйственная деятельность не внесет существенных

изменений в жизнедеятельность таких видов, как большая и краснохвостая песчанка, желтый суслик. Возможно появление в хозяйственных постройках домовых мыши и увеличение их численности на прилежащих участках.

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

1.8.9.3 Предложения по мониторингу животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

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

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

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

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

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

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

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

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

1.8.10 Оценка физических воздействий на окружающую среду

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

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

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

1.8.10.2 Тепловое излучение

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

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

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

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

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

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

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

Солнечное излучение

Основным источником энергии для всех процессов, происходящих в биосфере, является солнечное излучение. Атмосфера, окружающая Землю, слабо поглощает

коротковолновое (КВ) излучение Солнца, которое, в основном, достигает земной поверхности.

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

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

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

Тепловые загрязнения

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

Известно, что потребность населения в энергии удовлетворяется за счет электрической энергии. Значительная часть электрической энергии получается за счет преобразования тепловой энергии, выделяющегося при сгорании органического топлива.

При этом примерно 30% энергии топлива превращается в электрическую энергию, а 2/3 энергии поступает в окружающую среду в виде теплового загрязнения и загрязнения атмосферы продуктами сгорания. При увеличении энергии потребления будет увеличиваться загрязнение окружающей среды, если не принимать специальных мер.

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

Повышение температуры в атмосфере приводит к возникновению нежелательных воздушных потоков, изменению влажности воздуха и солнечной радиации и, конечно

итоге, к изменению микроклимата.

Свет

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

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

Введение специальных ограничений значительно уменьшит гибель животных и птиц:

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

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

1.8.10.3 Электромагнитное излучение

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

Электромагнитные поля (ЭМП)

Вследствие научно-технического прогресса электромагнитный фон Земли в настоящее время претерпел не только количественные, но качественные изменения.

Появились электромагнитные излучения таких длин волн, которые имеют искусственное происхождение.

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

объектах на земле, воде, под водой, в воздухе.

Биологическое действие ЭМП

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

Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

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

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

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

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

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

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

К ионизирующим относятся УФ, рентгеновские и γ -излучение.

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

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

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

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

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

Защита от воздействия ЭМП

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

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

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

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

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

С целью уменьшения ЭМП промышленной частоты увеличивают высоту подвеса ВЛ, удаляют жилую застройку от линии передач, применяют экранирующие устройства.

Способ защиты временем состоит в том, что находиться вблизи источника ЭМП как можно меньше времени.

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

При испытаниях технологического, радиотехнического и СВЧ оборудования часто используют полностью экранированные помещения, стены и потолки которых полностью покрыты металлическим листом, облицованным поглощающими материалами. Такая экранировка полностью исключает проникновение электромагнитных волн в окружающую среду. Обслуживающий персонал при этом пользуется индивидуальными средствами защиты.

На открытых территориях, расположенных в зонах с повышенным уровнем ЭМП, применяются экранирующие устройства в виде железобетонных заборов, экранирующих сеток, высоких деревьев и т.п.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и средств защиты от воздействия ЭМП.

По принципу действия РПМ делятся на две большие группы: объемные поглотители и резонансные (интерференционные) поглотители.

В объемных поглотителях используется объемное поглощение электромагнитной энергии за счет внесения электрических или магнитных потерь. Поглощающие материалы этого типа состоят из основы и наполнителя.

В качестве основы используются различные каучуки, пенопласты и другие органические связующие.

В качестве наполнителей используются порошки графита, угольной и ацетиленовой сажи, порошки карбонильного железа, ферриты, тонкие металлические волокна и т.п.

Количество наполнителя достигает 40%. Внешняя поверхность объемных поглотителей часто выполняют в виде щипов, имеющих форму конуса или пирамиды.

Для защиты от внешних источников ЭМП стены зданий можно покрывать бетоном с примесью графита, волосяными матами, пропитанными неопреном и угольной сажой, многослойными строительными материалами и т.п.

Резонансные (интерференционные) поглотители представляют собой композиции из чередующих слоев диэлектрика и проводящих пленок металла. Толщина диэлектрика составляет четверть длины волны падающего излучения или кратна нечетному числу $\lambda/4$.

Принцип действия таких систем основан на интерференции падающей волны и

образовании в них стоячих волн. Такие поглотители обладают низким коэффициентом отражения, малой массой, компактностью, но недостаточной широкополосностью.

В целях снижения воздействия электромагнитных излучений на работающий персонал крайне необходимо проведение следующего комплекса мероприятий:

- соблюдение основ нормативной базы электромагнитных источников излучения;
- выявление противопоказаний у персонала;
- ограничения во времени воздействия электромагнитных излучений и увеличение расстояний от источников излучений.

Отсутствие мощных источников электромагнитного излучения при проведении работ позволяет предположить, что данный вид воздействия будет иметь малое значение и на ограниченных участках.

1.8.10.4 Шумы

Слышимые звуковые непериодические колебания с непрерывным спектром воспринимаются как шумы. Интенсивность шумов может быть самой различной, от шелеста листьев на деревьях до шума грозового разряда. Различают источники шума естественного и техногенного происхождения.

Источники шума естественного происхождения. В реальной атмосфере вне зависимости от человека всегда присутствуют шумы естественного происхождения с весьма широким спектральным диапазоном от инфразвука с частотами $3 \cdot 10^{-3}$ Гц до ультразвука и гиперзвука.

Источниками инфразвуковых шумов могут быть различные метеорологические и географические явления, такие, как магнитные бури, полярные сияния, движения воздуха в кучевых и грозовых облаках, ураганы, землетрясения. В слышимой области частот под действием ветра всегда создается звуковой фон. В природе при обтекании потоком воздуха различных тел (углов зданий, гребней морских волн и т.п.) за счет отрыва вихрей образуется инфразвуковые колебания и слышимые низкие частоты.

Источники шума техногенного происхождения. К источникам шума техногенного происхождения относятся все применяемые в современной технике механизмы, оборудование и транспорт, которые создают значительное загрязнение окружающей среды.

Техногенный шумовой фон создается источниками, находящимися в постройках, сооружениях, зданиях и на территориях между ними.

Примерами источников шумов техногенного происхождения являются: рельсовый, водный, авиационный и колесный транспорт, техническое оборудование промышленных и бытовых объектов, вентиляционные установки, санитарно-техническое оборудование,

теплоэнергетические системы, электромеханические устройства и т.д.

Техногенные шумы по физической природе происхождения могут быть квалифицированы на следующие группы:

- механические шумы, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах, (одиночные или периодические удары), а также при вибрациях поверхностных устройств, машин, оборудования и т.п.;
- электромагнитные шумы, возникающие вследствие колебаний деталей и элементов электромагнитных устройств под действием электромагнитных полей (дроссели, трансформаторы, статоры, роторы и т.п.);
- аэродинамические шумы, возникающие в результате вихревых процессов в газах (адиабатическое расширение сжатого газа или пара из замкнутого объема в атмосферу; возмущения, возникающие при движении тел с большими скоростями в газовой среде, при вращении лопаток турбин и т.п.);
- гидродинамические шумы, вызываемые различными процессами в жидкостях (возникновение гидравлического удара при быстром сокращении кавитационных пузырей, кавитация в ультразвуковом технологическом оборудовании и т.п.).

Биологическое действие шумов

Шумы, особенно техногенного происхождения, вредно действуют на организм человека, которое проявляется в специфическом поражении слухового аппарата и неспецифических изменений других органов и систем человека. В медицине существует термин «шумовая болезнь», сопровождаемая гипертонией, гипотонией и другими расстройствами.

При воздействии на человека шумов имеют значения их уровень, характер, спектральный состав, продолжительность воздействия и индивидуальность чувствительности.

При продолжительном воздействии интенсивных шумов могут быть значительные расстройства деятельности нервной и эндокринной систем, сосудистого тонуса, желудочно-кишечного тракта, прогрессирующая тугоухость, обусловленная невритом преддверноулиткового нерва. При профессиональной тугоухости, как правило, происходит нарушение восприятия частот в диапазоне от 4000 до 8000 Гц.

При уровне звукового давления более 100 дБ на частотах 2-5 Гц происходит осязаемое движение барабанных перепонки, головная боль, затруднение глотания. При повышении уровня до 125-137 дБ на указанных частотах могут возникать вибрация грудной клетки, летаргия, чувство «падения».

Инфразвук неблагоприятно действует на вестибулярный аппарат и приводит к

уменьшению слуховой чувствительности, а с частотами 15-20 Гц вызывает чувство страха.

Естественные природные звуки на экологическом благополучии человека, как правило, не отражаются. Звуковой дискомфорт создают антропогенные источники шума, которые повышают утомляемость человека, снижают его умственные возможности, значительно понижают производительность труда, вызывают нервные перегрузки, шумовые стрессы и т. д.

Высокие уровни шума (> 60 дБ) вызывают многочисленные жалобы, при 90 дБ органы слуха начинают деградировать, 110-120 дБ считается болевым порогом, а уровень антропогенного шума свыше 130 дБ - разрушительный для органа слуха предел. Замечено, что при силе шума в 180 дБ в металле появляются трещины.

При длительном воздействии техногенных шумов возникает бессонница, расстройство органов пищеварения, нарушение вкусовых ощущений и зрения, появление повышенной нервозности, раздражительности и т.п. При воздействии интенсивных шумов (взрыв, ударная волна и т.д.) с уровнем звука до 130 дБ возникает болевое ощущение, а при уровнях звука более 140 дБ происходит поражение слухового аппарата. Предел переносимости интенсивного шума определяется величиной 154 дБ. При этом появляется удушье, сильная головная боль, нарушение зрительных восприятий, тошнота и т.д.

В связи с тем, что шум является вредным производственным фактором, а в ряде случаев и опасным, предельно допустимые уровни для шумов разных видов сравнивают с эквивалентными уровнями непрерывных шумов.

Предельно допустимые дозы в зависимости от продолжительности воздействия представлены в таблице 1.8.7.1

Таблица 1.8.7.1 - Предельно допустимые дозы шумов

Продолжительность воздействия, ч	8	4	2	1	0,5	0,25	0,12	0,02	0,01
Предельно допустимые дозы (по шкале А), дБ	90	93	96	99	102	105	108	117	120

Предельные уровни шума в некоторых частотных интервалах представлены в таблице 1.8.7.2.

Таблица 1.8.7.2 - Предельные уровни шума

Частота, Гц	1 - 7	8 - 11	12 - 20	20 - 100
Предельные уровни шума, дБ	150	145	140	135

Многочисленные эксперименты и практика подтверждают, что антропогенное шумовое воздействие неблагоприятно сказывается на организме человека и сокращает продолжительность его жизни, ибо привыкнуть к шуму физически невозможно. Человек может субъективно не замечать звуки, но от этого разрушительное действие его на органы слуха не только не уменьшается, но и усугубляется.

Неблагоприятно влияет на питание тканей внутренних органов и на психическую сферу человека и звуковые колебания с частотой менее 16 Гц (инфразвуки). Так, например, исследования, проведенные датскими учеными, показали, что инфразвуки вызывают у людей состояние, аналогичное морской болезни, особенно при частоте менее 12 Гц.

Шумовое антропогенное воздействие небезразлично и для животных. В литературе имеются данные о том, что интенсивное звуковое воздействие ведет к снижению удоев, яйценоскости кур, потере ориентирования у пчел и к гибели их личинок, преждевременной линьке у птиц, преждевременным родам у зверей, и т. д.

В США установлено, что беспорядочный шум мощностью 100 дБ приводит к запаздыванию прорастания семян и к другим нежелательным эффектам.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При разработке или выборе методов защиты окружающей среды от шумов принимается целый комплекс мероприятий, включающий:

- выбор соответствующего оборудования и оптимальных режимов работы;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования;
- запрещение работы на устаревшем оборудовании, производящего повышенный уровень шума.

Процесс снижения шума включают в себя следующие мероприятия: звукопоглощение, звукоизоляцию и глушение.

Звукопоглощение

Звукопоглощением называется процесс перехода части энергии звуковой волны в тепловую энергию среды, в которой распространяется звук. Применение звукопоглощения позволяет уменьшить уровень шума от источников, расположенных в том или другом помещении. Звукопоглощающие материалы применяются как в объеме, где находится источник шума, так и в изолируемых помещениях. В зависимости от механизма звукопоглощения механизмы делятся на несколько видов.

К *первому* виду относятся материалы, в которых поглощение осуществляется за счет вязкого трения воздуха в порах (волокнистые пористые материалы типа ультратонкого стеклянного и базальтового волокна), в результате чего кинетическая энергия падающей звуковой волны переходит в тепловую энергию материала.

Ко *второму* виду звукопоглощающих материалов относятся материалы, в которых

помимо вязкого трения в порах происходят релаксационные потери, связанные с деформацией нежесткого скелета (войлок, минеральная вата и т.п.).

К *третьему* виду относятся панельные материалы, звукопоглощение которых обусловлено деформацией всей поверхности или некоторых ее участков (фанерные щиты, плотные шторы и т.п.).

Для увеличения поглощения пористых материалов на низких частотах либо увеличивают их толщину, либо используют воздушные промежутки между материалом и ограждением. Максимум поглощения наблюдается тогда, когда воздушный зазор между поверхностями конструкции и материала равен половине длины волны падающего звукового колебания.

Относительные поглощающие материалы не дают необходимого поглощения на всех частотах звукового диапазона. С этой целью применяются звукопоглощающие конструкции. Конструктивно звукопоглощающие материалы выполняются нескольких типов: резонансные, слоистые, пирамидальные.

Звукоизоляция

Под звукоизоляцией понимается процесс снижения уровня шума, проникающего через ограждение в помещение. Акустический эффект при звукоизоляции обеспечивается процессом отражения звуковой волны от ограждения.

К средствам звукоизоляции относятся ограждения, звукоизолирующие кожухи и акустические экраны.

Звукоизолирующие ограждения. Ограждающая конструкция должна обладать такой звукоизоляцией, при которой уровень громкости проникающего через них шума не превышал допустимого (нормируемого) шума.

Для увеличения звукоизолирующих свойств сплошного заграждения от импульсного шума, возникающего от непосредственных ударов по ограждению, последние выполняют их чередующихся модулей, резко отличающимися по объемному весу и модулю упругости.

Для увеличения звукоизоляции в области низких частот следует применять прокладки из материалов с меньшим модулем упругости и большей толщиной (древесноволокнистые, минераловатные плиты толщиной 2-4 см, плотностью 200-400 кг/м³, резиновые прокладки).

Звукоизолирующие кожухи. Для эффективной борьбы с шумом машин, различных устройств и оборудования применяются звукоизолирующие кожухи, которые полностью закрывают источники шума, не давая распространяться звуковым колебаниям в свободном пространстве или в производственных помещениях. Конструкция кожухов отличается

большим разнообразием в соответствии с типом механизма и может быть стационарной, разборной, съемной, иметь смотровые окна, двери и т.п.

Звукоизолирующие кожухи применяются совместно с поглощающими материалами и глушителями шума.

Акустические экраны. Звукоизолирующие конструкции в виде акустических экранов применяются для снижения уровня шумов в окружающей среде, создаваемых открыто установленными источниками шума на территории предприятия. Использование акустических экранов целесообразно в том случае, если уровень шума источника превышает более чем на 10 дБ уровня шумов, создаваемых другими источниками в рассматриваемой зоне.

Конструкция акустических экранов может быть самой различной формы либо стационарного исполнения, либо передвижная. Звукоизолирующие поверхности экранов изготавливаются из металла, бетона, пластмассы и т.д. Поверхность со стороны падающего звукового поля облицовывается звукопоглощающим материалом. Для увеличения зоны акустической тени размеры экранов (ширина и высота) должны более чем в 3 раза превышать размеры установки, производящей шум. При низких частотах размеры экранов тоже должны увеличиваться для получения требуемого уровня снижения.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Основное шумовое воздействие связано с работой строительной техники, дизельных установок и на ограниченных участках. По окончании процесса строительства воздействие шумовых эффектов значительно уменьшится.

1.8.10.5 Вибрация

Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечнопрессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д. Вибрации делятся на вредные и полезные.

Вредные вибрации создают не только шумовые загрязнения окружающей среды, неблагоприятно воздействуя на человеческий организм, но и представляют определенную опасность для различных инженерных сооружений, вызывая в ряде случаев их разрушения.

Полезные вибрации используются в ряде технологических процессов (виброуплотнение бетона, вибровакuumные установки и т.д.), но и в этом случае необходимо применение соответствующих мер защиты.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Биологическое действие вибраций

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется на транспорте, в ряде производственных и строительных работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные участки тела (при работе с пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия), а при длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах. Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы и средства защиты от вибраций

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Виброгашение

Этот метод снижения вибраций заключается в увеличении массы и жесткости конструкций путем объединения механизма с фундаментом, опорной плитой или виброгасящими основаниями. Устройства виброгашения и их установка требуют в ряде случаев (например, для молотов) больших затрат и громоздких конструкций, превышающих стоимость самих механизмов.

Виброизоляция

Данный метод снижения вибраций заключается в установке различного оборудования не на фундаменте, а на виброизолирующих опорах. Такой способ размещения оборудования оказывается проще и дешевле метода виброгашения и позволяет получить любую степень виброгашения.

В качестве виброизоляторов используют различные материалы и устройства: резиновые и пластмассовые прокладки, листовые рессоры, одиночные и составные цилиндрические рессоры, комбинированные виброизоляторы (пружинно-рессорные, пружинно-резиновые, пружинно-пластмассовые и т.д.), пневматические виброизоляторы (с использованием воздушных подушек).

Вибродемпфирование

Механизм снижения уровня вибраций за счет вибродемпфирования состоит в увеличении активных потерь колебательных систем. Практически вибродемпфирование реализуется в механизмах с большими динамическими нагрузками с использованием материалов с большим внутренним трением.

Большим внутренним трением обладают сплавы цветных металлов, чугуны с малым

содержанием углерода и кремния. Большой эффект при вибродемпфировании достигается при достижении специальных покрытий на магистрали, по которым распространяются структурные колебания (трубопроводы, воздухопроводы и т.п.).

В процессе строительства скважины на месторождении величина воздействия вибрации от дизельных установок, буровых насосов и спецтехники будет незначительная, и уменьшится после окончания процесса строительства.

Проектируемые работы создадут определенное беспокойство живым организмам, вследствие повышения уровня шума, вибрации, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности персонала.

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды при строительстве скважины может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 100 м от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия – многолетнее (4) – продолжительность воздействия от 3-х лет более;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается *среднее* (9-27). Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости.

1.8.10.6 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Согласно санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020, радиационная безопасность персонала, населения и окружающей природной среды обеспечивается при соблюдении основных принципов радиационной безопасности: обоснование, оптимизация, в соответствии с документами санитарно-эпидемиологического нормирования, утверждаемыми уполномоченным органом в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

В последнее время в нефтегазовой отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды. Практически на всех месторождениях, где проводились радиоэкологические исследования, были зафиксированы аномальные концентрации природных радионуклидов.

При добыче, переработке и транспортировке нефти и газа в окружающую среду поступают природные радионуклиды семейств урана-238 и тория-232, а также калия-40. Радионуклиды осаждаются на внутренних поверхностях оборудования (насосно-компрессорные трубы, резервуары и другие), на территории организаций и поверхностях рабочих помещений, концентрируясь в ряде случаев до уровней, при которых возможно повышенное облучение работников, населения, а также загрязнение окружающей среды.

На рабочих местах по технологическому процессу добычи и первичной переработки минерального органического сырья основными природными источниками облучения работников организаций нефтегазовой отрасли в производственных условиях могут быть:

- 1) промысловые воды, содержащие природные радионуклиды;
- 2) загрязненные природными радионуклидами территории (отдельные участки территорий) нефтегазодобывающих и перерабатывающих организаций;
- 3) отложения солей с высоким содержанием природных радионуклидов на технологическом оборудовании, на территории организаций и поверхностях рабочих помещений;
- 4) производственные отходы с повышенным содержанием природных радионуклидов;
- 5) загрязненные природными радионуклидами транспортные средства и технологическое оборудование в местах их ремонта, очистки и временного хранения;
- 6) технологические процессы, связанные с распылением воды с высоким содержанием природных радионуклидов;
- 7) технологические участки, в которых имеются значительные эффективные площади испарений (открытые хранилища и поля испарений, места утечек продукта и технологических вод, резервуары и хранилища продукта), и возможно интенсивное испарение отдельных фракций нефти, аэрация воды;
- 8) технологические процессы, в результате которых в воздух рабочих помещений могут интенсивно поступать изотопы радона (радон-222 и торон-220), а также образующиеся из них короткоживущие дочерние продукты распада радона и торона;
- 9) производственная пыль с высоким содержанием природных радионуклидов в воздухе рабочей зоны;
- 10) в некоторых случаях источником внешнего облучения могут оказаться и

используемые баллоны со сжиженным газом (при высоких концентрациях радона в газе источниками гамма-излучения являются дочерние продукты радона - свинец-214 и висмут-214).

В случае обнаружения поступления из скважины, по результатам анализа, бурового раствора, шлама, пластового флюида с повышенной радиоактивностью необходимо:

- получить разрешение областной санэпидемстанции на дальнейшее углубление скважины;
- вокруг буровой обозначить санитарно-защитную и наблюдательную зоны, размеры которых согласовать с СЭС, в зависимости от степени радиоактивности, поступающих из скважины веществ, дозы внешнего излучения и распространения выбросов радиоактивности в атмосферу;
- отходы бурения с повышенной радиоактивностью собирать в специальные контейнеры и вывозить в места захоронения радиоактивных отходов;
- сбор, транспортировка радиоактивных отходов должны производиться специализированной бригадой (категория А) при наличии санитарных паспортов у каждого члена бригады на право производства этих работ;
- предельная доза облучения для членов буровой бригады - 0,5 БЭР за календарный год.

Радиологические исследования, которые необходимо проводить на скважине, включают в себя следующие измерения:

- МЭД (по гамма-излучателям);
- Удельная альфа-активность;
- Удельная бета-активность;
- Эффективная удельная активность;
- Исследование флоры участков техногенного воздействия.

На предприятии штатной службой радиационной безопасности должен производиться систематический радиационный контроль. Объем, характер и периодичность проведения, учет и порядок регистрации результатов, формы отчетной документации, а также установленные контрольный и допустимый уровни контролируемых параметров необходимо утвердить и согласовать с органами Госсаннадзора.

1.8.10.7 Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;
- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

1.9 Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве отходов, которые будут образованы в ходе строительства и эксплуатации объектов в рамках намечаемой деятельности

1.9.4 Виды и объемы образования отходов

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться образованием различных видов отходов.

Основными источниками воздействия на почвенный покров в ходе реализации проектных решений будут являться:

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

Временное хранение отходов, транспортировка, захоронение или утилизация могут стать потенциальными источниками негативного влияния на различные компоненты окружающей среды.

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные масла;
- огарки электродов;
- коммунальные и пищевые отходы (ТБО).

Предприятием с целью оптимизации организации сбора, удаления отходов и утилизации различных видов отходов планируется отдельный сбор этих отходов.

Все промышленные отходы на местах проведения работ будут храниться в

специально маркированных контейнерах для каждого вида отхода не более 6 месяцев. По завершению работ осуществляется вывоз отходов. Перевозка всех отходов будут производиться под строгим контролем.

Все образованные отходы в процессе строительства и восстановлении скважин:

- Будут отдельно складироваться в специальные контейнеры;
- Отходы по мере заполнения контейнеров будут передаваться сторонней специализированной организации;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Нефтьешлам будет отдельно собираться в специальные контейнера и емкости, и передаваться в стороннюю организацию.

Образующиеся в процессе эксплуатации транспортных средств и ДЭС *отработанные масла*:

- Будут складироваться в специальные емкости;
- По мере заполнения будут передаваться в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на производственных объектах *огарки сварочных электродов*:

- Будут складироваться в специально отделенных местах;
- По мере накопления будут передаваться в стороннюю организацию;
- Процесс передачи отходов будут сопровождаться оформлением накладной;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Образующиеся на месторождении *коммунальные и пищевые отходы*:

- Будут складироваться в специальные контейнеры;
- Будут передаваться по мере накопления в стороннюю организацию;
- Передача отходов будут оформляться актом приема-передачи;
- Данные о количестве вывезенных отходов будут заноситься в базу «Учета образования и размещения отходов».

Все образующиеся отходы в процессе деятельности на месторождении в установленном порядке будут собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортироваться по договорам в специализированные организации на

утилизацию или на переработку. На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы будут складироваться в контейнеры и емкости, временное хранение которых будут осуществляться на специально оборудованных площадках.

Отходы производства и потребления будут храниться не более шести месяцев, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Ориентировочное количество и перечень отходов, образуемых на месторождении Тепловско-Токаревское по каждому из вариантов:

- при разработке месторождения объемы образования отходов не рассматриваются, так как они будут идентичны при реализации каждого из вариантов;
- при строительстве и расконсервации/восстановлении скважин принято согласно проектам-аналогам и представлено в таблице 1.9.1-1.9.3

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе строительства скважин, использованы данные из аналогичного проекта *Раздел «Охрана окружающей среды (ООС) к «Индивидуальному техническому проекту на строительство оценочной скважины № 8 на месторождении Дарьинское»*.

При определении видовой и количественной характеристики отходов, образующихся в процессе расконсервации/восстановлении скважин, использованы данные из аналогичного проекта *Раздел «Охрана окружающей среды (ОВОС) к «Проекту на восстановление, КРС и исследование скважин на месторождении Гремячинское»*.

Таблица 1.9.1 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства скважин по вариантам разработки

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. по 1-3 вар.	Лимит накопления, тонн/год, от 12 скв. (1 вариант)	Лимит накопления, тонн/год, от 20 скв. (2 реком. вариант)	Лимит накопления, тонн/год, от 29 скв. (3 вариант)
Всего	-	2920,73171	35048,7805	58414,634	84701,2196
в том числе отходов производства	-	2915,22971	34982,7565	58304,594	84541,6616
отходов потребления	-	5,502	66,024	110,04	159,558
Опасные отходы					
Буровой шлам**	-	1421,09	17053,08	28421,8	41211,61
Отработанный буровой раствор	-	1189,8	14277,60	23796,0	34504,20
Буровые сточные воды	-	297,455	3569,46	5949,1	8626,20
Промасленная ветошь **	-	0,1126	1,35	2,3	3,27
Отработанные масла**	-	0,0102	0,12	0,2	0,30
Отработанные аккумуляторные батареи	-	0,00011	0,00	0,0	0,00
Тара из-под хим.реагентов (полипропиленовые мешки)	-	2,248	26,98	45,0	65,19
Тара из-под химреагентов (пластиковые канистры)	-	0,462	5,54	9,2	13,40
Тара из-под химреагентов (металлические бочки)	-	1,7	20,40	34,0	49,30
Не опасные отходы					
Металлолом**	-	0,7584	9,1008	15,168	21,9936
Бумажная и картонная упаковка	-	1,5784	18,9408	31,568	45,7736
Огарки сварочных электродов**	-	0,015	0,18	0,300	0,4350
Коммунальные отходы**	-	5,502	66,024	110,040	159,5580
Зеркальные					
-	-	-	-	-	-

Таблица 1.9.2 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе расконсервации/восстановления скважин по вариантам разработки

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв.	Лимит накопления, тонн/год, от 10 скв. (1,2 и 3 вар.)
Всего	-	471,8342	4718,342

в том числе отходов производства	-	468,5702	4685,702
отходов потребления	-	3,264	32,64
Опасные отходы			
Буровой шлам**	-	3,0975	30,98
Отработанный буровой раствор	-	460,85	4608,50
Промасленная ветошь **	-	0,0318	0,32
Отработанные масла**	-	2,8015	28,02
Тара из-под хим. реагентов (полипропиленовые мешки)	-	0,508	5,08
Тара из-под химреагентов (пластиковые канистры)	-	0,021	0,21
Тара из-под химреагентов (металлические бочки)	-	0,04	0,40
Не опасные отходы			
Металлолом**	-	1	10
Протекторы обсадных труб (пластиковые)	-	0,159	1,59
Бумажная и картонная упаковка	-	0,0596	0,596
Огарки сварочных электродов**	-	0,0018	0,018
Коммунальные отходы**	-	3,264	32,64
Зеркальные			
-	-	-	-

Таблица 1.9.3 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в процессе строительства оценочных скважин по вариантам разработки

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв. согласно проекту аналогу	Лимит накопления, тонн/год, от 4 скв.
Всего	-	2920,73171	11682,9268
в том числе отходов производства	-	2915,22971	11660,9188
отходов потребления	-	5,502	22,008
Опасные отходы			
Буровой шлам**	-	1421,09	5684,36
Отработанный буровой раствор	-	1189,8	4759,20
Буровые сточные воды	-	297,455	1189,82
Промасленная ветошь **	-	0,1126	0,4504
Отработанные масла**	-	0,0102	0,0408
Отработанные аккумуляторные батареи	-	0,00011	0,00044
Тара из-под хим.реагентов (полипропиленовые мешки)	-	2,248	8,992

Тара из-под химреагентов (пластиковые канистры)	-	0,462	1,848
Тара из-под химреагентов (металлические бочки)	-	1,7	6,800
Не опасные отходы			
Металлолом**	-	0,7584	3,0336
Бумажная и картонная упаковка	-	1,5784	6,3136
Огарки сварочных электродов**	-	0,015	0,06
Коммунальные отходы**	-	5,502	22,008
Зеркальные			
-	-	-	-

Примечание:

**нормативы размещения отходов производства не устанавливаются на те отходы, которые передаются сторонним организациям.

***Передачу произвести в срок не позднее 6 месяцев с момента начала временного хранения. Места временного хранения отходов предназначены для безопасного сбора отходов в срок не более шести месяцев до их передачи третьим лицам. Экологический кодекс статья 320, пункт 2-1.

1.9.5 Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления

В процессе разработки месторождения будут образоваться следующие группы отходов:

- производственные;
- коммунальные.

Добыча нефти и подготовка её до товарного качества является основным технологическим процессом предприятия, которые сопровождаются образованием отходов производства, которые определенным образом накапливаются, транспортируются и утилизируются.

Все отходы, которые образуются при эксплуатации оборудования и выполнения производственных операций, будут представлены следующими промышленными отходами:

- при приготовлении бурового и тампонажного растворов;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при вспомогательных работах.

Основными эмиссиями при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- автошины;
- отработанные аккумуляторы;
- отработанные масла;
- огарки электродов;
- коммунальные и пищевые отходы (ТБО).

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при строительстве скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен.

Отработанные аккумуляторы – образуются по истечению срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр. Собираются в специально отведенном месте временного хранения отходов, накапливаются на стеллаже. Обращение с отработанными аккумуляторами

осуществляется в соответствии с требованиями СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые». По мере накопления, не реже одного раза в квартал передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Отработанные шины – отработанные колесные шины автототехники. Истечение срока эксплуатации резиновых шин автотранспорта и спецтехники. Накапливаются на площадке с твердым покрытием огороженный металлической сеткой. По мере накопления не реже одного раза в шесть месяцев передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

Огарки сварочных электродов - инертные отходы, остающиеся при строительстве, техническом обслуживании и монтаже оборудования – металлическая стружка, куски металла, бракованные детали, выявленные в процессе ремонта и не подлежащие восстановлению, обрезки труб, арматура и т.д., собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозятся специализированной организацией. Количество отходов металлолома за период строительства принимается 1 % от общего количества израсходованного металла. Временно складироваться на открытой площадке и передаются сторонним организациям для утилизации на договорной основе. Срок временного хранения отходов составляет 15 дней.

Отработанные масла собираются в емкость, вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в контейнеры и вывозятся специализированной организацией.

Коммунальные отходы и пищевые отходы складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке, объемом 1,1 м³ (1100 л.) по мере накопления, ежедневно (1 раз в сутки) для теплого времени года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Вывоз отходов строительного производства и твердо бытовых отходов предусмотрен подрядными организациями на договорной основе.

Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин приведены в таблицах 1.9.4.

Таблица 1.61 - Характеристика отходов и метод их утилизации при строительстве скважин

Процесс образования отходов	Наименование отхода	Морфологический (химический) состав отхода	Вид отхода	Классификация отхода	Опасные свойства	Способ накопления	Срок временного накопления	Способ сбора/ транспортировки/ обезвреживания/ восстановления/ удаления	Перечень компаний по приему
При бурении скважины	Буровой шлам	Выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием	опасный	01 05 05*	HP14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору на полигон. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Один из видов отходов при строительстве скважины	Отработанный буровой раствор	нефть и органические примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы.	опасный	01 05 06*	HP14 экотоксичность	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев		
Замена масла при работе спецтехники	Отработанное масло	масло - 78%, продукты разложения - 8%, вода - 4%, механические примеси - 3%, присадки - 1%, горючее - до 6%	опасный	13 02 08*	HP3 огнеопасность	В герметичных емкостях	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для переработки. Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Транспортировка отработанного масла проводится с выполнением следующих требований: 1) обеспечение условия герметичности тары; 2) емкости (контейнеры) должны устанавливаться так, чтобы во время перевозки между емкостями (контейнерами) обеспечивались жесткая фиксация от самопроизвольного перемещения, падения, деформации и т. д.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Отработанные колесные шины автомотехники.	Отработанные шины	резина	опасный	16 01 03*	HP3 огнеопасность	на площадке с твердым покрытием огороженный металлической сеткой.	не более 6 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для дальнейшей утилизации. Транспортировка отходов производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Ветошь промасленная транспортируется в герметичной таре, обеспечивающей сохранность отходов с указанием пожароопасности.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Истечение срока эксплуатации аккумуляторов на автотранспорте, дизельных агрегатах, системах бесперебойного электропитания и пр.	Отработанные аккумуляторы	Аккумуляторы и батареи (гелевые, литиевые, никель-кадмиевые, щелочные, кислотные, аккумуляторные батареи)	опасный	16 06 01*	HP3 огнеопасность	в специально отведенном месте временного хранения отходов, накапливаются на стеллаже. Обращение с отработанными аккумуляторами осуществляется в соответствии требований СТ РК 3132-2018 «Батареи аккумуляторные свинцовые»	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Сдается по договору со спец. орг. для дальнейшей утилизации. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта.	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Проведение сварочных работ	Огарки сварочных электродов	железо - 96-97%, обмазка (типа Ti(CO ₃) ₂) - 2-3%, прочие - 1%	неопасный	12 01 13	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах	не более 3 месяцев	Раздельный сбор. Транспортировка производится в соответствии с общими требованиями перевозки грузов автомобильным и иными видами транспорта с выполнением мер в штатном режиме, исключающими возможность загрязнения окружающей среды и потерь по пути следования транспорта. Сдается по договору со спец. орг. для переработки	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.
Жизнедеятельность персонала	Коммунальные (смешанные отходы и раздельно собранные отходы, которые по своему характеру и составу сходны с отходами домашних хозяйств)	(полиэтилен – 35,7%, целлюлоза – 35%)	неопасный	20 03 01	не обладает опасными свойствами	В металлических контейнерах объемом 1м ³ в ВГ	не более 3 месяцев	Раздельный сбор "сухая" фракция (бумага, картон, металл, пластик, стекло). Транспортировка осуществляется специализированными организациями с учетом требований статьи 368 ЭКРК. Сдается по договору на полигон	передаются специализированным организациям для дальнейших операций с ними.

1.9.6 Рекомендации по управлению отходами

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами.

Согласно ст. 329 Кодекса образования и владельцы отходов должны применять следующую иерархию мер по предотвращению образования отходов и управлению образовавшимися отходами в порядке убывания их предпочтительности в интересах охраны окружающей среды и обеспечения устойчивого развития Республики Казахстан:

- 1) предотвращение образования отходов;
- 2) подготовка отходов к повторному использованию;
- 3) переработка отходов;
- 4) утилизация отходов;
- 5) удаление отходов.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

При строительстве запроектированных сооружений и оборудования образуются отходы, которые при неправильном обращении и хранении могут оказать негативное воздействие на природную среду.

Согласно ряду законодательных и нормативных правовых актов, принятых в Республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Все отходы, образующиеся в производственной деятельности по мере накопления, сдаются для утилизации, в соответствии с договорами, сторонним организациям, имеющим лицензию на данный вид деятельности.

Этапы технологического цикла отходов.

Система управления отходами на предприятии включает в себя десять этапов технологического цикла отходов:

1) Образование

Основной деятельностью является добыча углеводородного сырья.

В процессе реализации проектных решений образуются следующие виды отходов:

- *отходы бурения* – представлены отработанным буровым раствором, буровым шламом. Буровой шлам - выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием.

- *отработанные масла*, образуются при обслуживании спецтехники,

автотранспорта, двигателей дизель-генераторов; Моторное масло используется для смазывания бензиновых и дизельных двигателей с целью обеспечения минимального износа деталей двигателя. После истечения срока службы и вследствие снижения параметров качества масла образуется отход в виде отработанного моторного масла.

- *использованная тара* образуется при приготовлении химических реагентов для обработки скважин. Представляют собой бумажные, полиэтиленовые мешки, пластмассовые канистры, бочки железные с остатками химических реагентов.

- *огарки сварочных электродов* представляют собой остатки электродов после использования их при проведении сварочных работ в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования, а также при других видах работ. Состав электродов: железо: от 96,0% до 97,0%; обмазка типа $Ti(CO_3)_2$: от 2,0% до 3,0%; прочие: 1,0%.

- *металлолом* к этому виду отходов относятся металлические отходы в виде пришедшего в негодность оборудования нефтепромыслов, буровых и обсадных труб, обрезки балок, швеллеров, проволока. Отходы, образующиеся в результате ремонта автотранспорта, функционирования различных станков во вспомогательном производстве

- *коммунальные отходы* образуются в ходе административной и хозяйственной деятельности предприятия, от жилых и бытовых комплексов (санузлы, столовые, кухни, сауны и т.п.), т.е. в процессе жизнедеятельности и удовлетворения бытовых потребностей обслуживающего персонала. КО - сложные по своему морфологическому, физическому и химическому составу вещества, включающие в себя бытовые отходы, бумагу, стекло, металл, ткани, резину, дерево и т.д

2) Сбор и/или накопление:

- все отходы собираются отдельно в металлические контейнера;
- коммунальные отходы будут собираться в металлические или пластиковые контейнеры.

3) Идентификация

Все образующиеся отходы на предприятии классифицируются согласно «Классификатору отходов», утвержденного Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

4) Сортировка (с обезвреживанием)

На предприятии для производственных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации предусмотрен отдельный сбор (сортировка) различных типов промышленных отходов.

5) Паспортизация

На каждый вид отходов имеется Паспорт Опасности Отходов, с указанием объема

образования, места складирования, химического состава и так далее.

6) Упаковка (и маркировка)

Емкости для сбора каждого вида отхода маркируются.

7) Транспортировка

Все промышленные отходы вывозятся только специализированным спецтранспортом, не допускается присутствие посторонних лиц, кроме водителя и сопровождающего груз персонала предприятия. Все происходит при соблюдении графика вывоза.

8) Складирование

Все отходы производства и потребления складировются в специальные металлические контейнеры.

9) Хранение

Все образованные на предприятии отходы временно размещаются и хранятся на соответствующих площадках для временного хранения отходов.

10) Удаление

Все отходы подлежат вывозу в специализированные организации на утилизацию, обезвреживание и безопасное удаление.

Производственный контроль при обращении с отходами

Производственный контроль при обращении с отходами предусматривает ведение учета объема, состава, режима их образования, хранения и отгрузки с периодичностью, достаточной для заполнения форм внутрипроизводственной и государственной статистической отчетности, которые регулярно направляются в территориальные природоохранные органы.

Параметры образования отходов производства и потребления, их циркуляция и удаление будут контролироваться, и регулироваться в ходе основных технологических процессов.

Обращение со всеми видами отходов, их захоронение будет осуществляться в соответствии с документом, регламентирующим процедуры по обращению с отходами. Выполнение положений данного документа по организации сбора и удаления отходов обеспечит:

- соответствие природоохранному законодательству и нормативным документам по обращению с отходами в РК;
- соответствие политике по контролю рисков для здоровья, техники безопасности и окружающей среды;
- предотвращения загрязнения окружающей среды.

Для каждого типа отхода, образующегося на предприятии, будет составляться, и утверждаться паспорт опасных отходов в процессе хозяйственной деятельности предприятия. Копии паспортов опасных отходов в обязательном порядке будут предоставляться предприятию, транспортирующему данный вид отхода, а также каждому грузополучателю данной партии отходов.

2 ОПИСАНИЕ ЗАТРАГИВАЕМОЙ ТЕРРИТОРИИ С УКАЗАНИЕМ ЧИСЛЕННОСТИ ЕЕ НАСЕЛЕНИЯ, УЧАСТКОВ, НА КОТОРЫХ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ ВЫБРОСЫ, СБРОСЫ И ИНЫЕ НЕГАТИВНЫЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

2.1 Социально-экономические условия Западно-Казахстанской области

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.

Проведение работ прямо или косвенно касается следующих аспектов, затрагивающих интересы проживающего в районе влияния проектируемой деятельности населения:

- традиционные и юридические права на пользование земельными ресурсами;
- использование территории лицами, не проживающей на ней постоянно;
- характер использования природных ресурсов;
- состояние объектов социальной инфраструктуры;
- состояние здоровья населения.

2.1.1 Социально-демографические показатели

Численность и миграция населения

Численность населения Западно-Казахстанской области на 1 августа 2024г. составила 695,3 тыс. человек, в том числе 395,7 тыс. человек (56,9%) - городских, 299,6 тыс. человек (43,1%) - сельских жителей.

Естественный прирост населения в январе-июле 2024г. составил 3465 человек (в соответствующем периоде предыдущего года - 3865 человек).

За январь-июль 2024г. число родившихся составило 6747 человек (на 3,4% меньше, чем в январе-июле 2023г.), число умерших составило 3282 человека (на 5,1% больше, чем в январе-июле 2023г.).

Сальдо миграции отрицательное и составило – 1411 человек (в январе-июле 2023г. – -555 человек), в том числе во внешней миграции - положительное сальдо - 247 человек (+382), во внутренней – 1658 человек (-937).

Численность населения области на 1 декабря 2023г. составила 692,9 тыс. человек, в том числе городского - 391,3 тыс. человек (56,5%), сельского - 301,6 тыс. человек (43,5%).

В январе-ноябре 2023г. число прибывших по области составило 28099 человек и по сравнению с соответствующим периодом 2022 года увеличилось на 24,7%, число

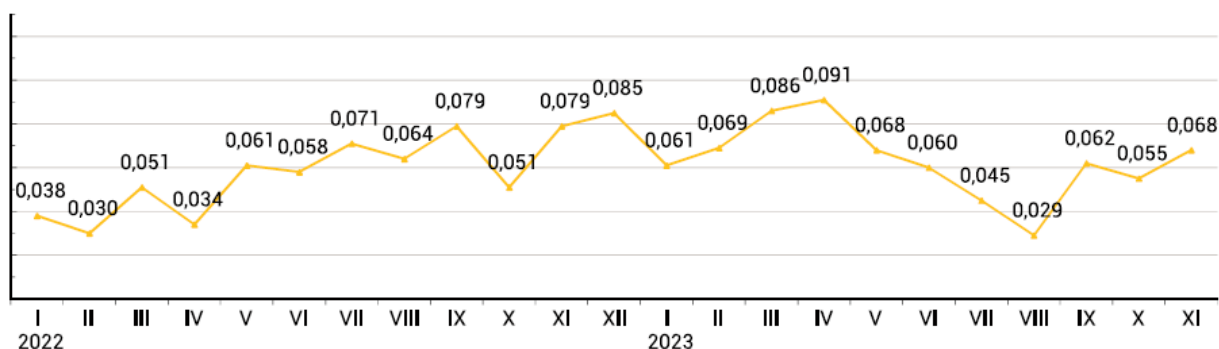
выбывших, соответственно, 29439 человек или увеличилось на 19%.

В январе-ноябре 2023г. по межрегиональному обмену по области сложилось отрицательное сальдо 1843 человека, в том числе по городским поселениям – -1264 человека, по сельской местности – -579 человек.

Численность мигрантов, переезжающих в пределах области, увеличилась на 18,6%. За отчетный период приток сельчан в городские поселения по внутриобластному обмену составил 12413 человек.

Изменение темпов прироста численности населения

на конец периода, процентов



Статистика труда и занятости

Численность безработных во II квартале 2024г. составила 16,9 тыс. человек. Уровень безработицы составил 4,8% к численности рабочей силы.

Численность лиц, зарегистрированных в органах занятости в качестве безработных, на 1 сентября 2024г. составила 17308 человек, или 4,9% к численности рабочей силы.

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам (без малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью), в II квартале 2024г. составила 342237 тенге, прирост ко II кварталу 2023г. составил 7,6%.

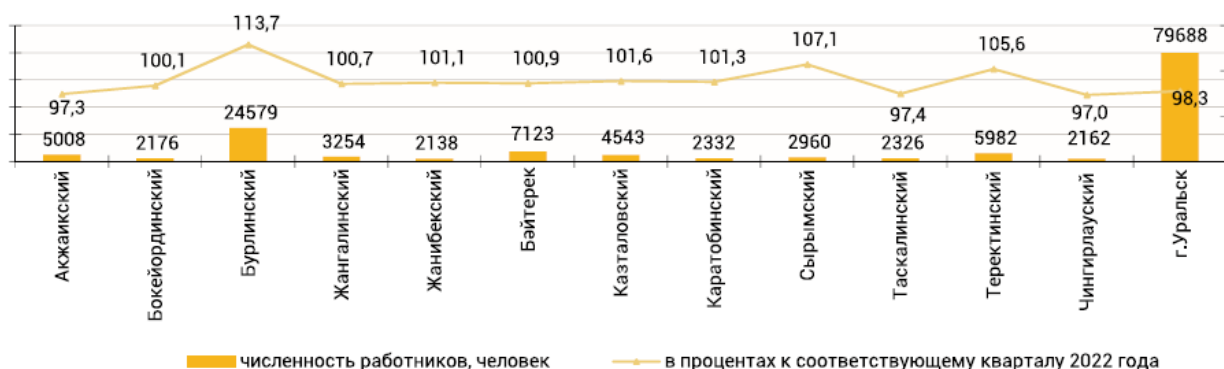
Индекс реальной заработной платы в II квартале 2024г. составил 99,5%.

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке в I квартале 2024г. составили 198658 тенге, что на 18,6% выше, чем в I квартале 2023г., темп роста реальных денежных доходов за указанный период - 9%.

В III квартале 2023г. на предприятиях было принято 14550 человек. Выбыло по различным причинам 13052 человек.

На конец III квартала 2023г. на предприятиях было не заполнено 1469 вакантных места (1% к списочной численности).

Численность наемных работников на предприятиях и организациях за III квартал 2023 год



Число безработных, стоящих на учете в органах занятости, на 1 января 2024 года составило 12848 человек, что на 10,4% больше показателя соответствующей даты 2022 года, в том числе в сельской местности, соответственно, 9127 человек или на 5,2% больше.

	III квартал 2023г. ¹⁾		
	тыс. человек	в процентах ко II кварталу 2023г	в процентах к III кварталу 2022г.
Рабочая сила	350 378	100,1	103,0
Занятое население	333 387	100,2	103,1
Наемные работники	244 584	100,3	101,7
Другие категории занятого населения	88 803	100,1	107,1
Безработное население	16 991	98,5	101,4
Лица, не входящие в состав рабочей силы	150 782	99,8	104,9

1) Данные обследования занятости населения.

Оплата труда на предприятиях и организациях

В III квартале 2023г. среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 314567 тенге.

С 1 января 2024г. минимальная заработная плата установлена в размере 85000 тенге.

	III квартал 2023г.			
	Среднемесячная номинальная заработная плата, тенге	В процентах к среднеобластному уровню	В процентах к соответствующему периоду предыдущего года	
			индекс номинальной заработной платы	индекс реальной заработной платы
По всем видам экономической деятельности	314 567	100,0	114,0	101,3
Сельское, лесное и рыбное хозяйство	215 796	66,6	114,2	101,5
Промышленность	575 865	183,1	111,8	99,4
Строительство	452 569	143,9	117,3	104,3
Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов	215 073	68,4	110,7	98,4
Транспорт и складирование	388 323	123,4	118,3	105,2
Представление услуг по проживанию и питанию	311 272	98,9	110,9	98,6
Информация и связь	259 377	82,5	107,6	95,6
Финансовая и страховая деятельность	400 668	127,4	120,1	106,8
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг потребителям	223 698	71,1	112,2	99,7

Профессиональная, научная и техническая деятельность	288 067	91,6	128,0	113,8
Деятельность в области административного и вспомогательного обслуживания	401 210	127,5	97,4	86,6
Государственное управление и оборона; обязательное социальное обеспечение	271 827	86,4	110,2	98,0
Образование	231 529	73,6	112,3	99,8
Здравоохранение и социальное обслуживание населения	274 982	87,4	122,1	108,5
Искусство, развлечение и отдых	157 251	50,0	115,4	102,6
Предоставление прочих видов услуг	185 461	58,9	141,5	125,8

2.1.2 Экономические показатели

Отраслевая статистика

Объем промышленного производства в январе-августе 2024г. составил 2440177 млн. тенге в действующих ценах, что на 0,1% меньше, чем в январе-августе 2023г.

В горнодобывающей промышленности объемы производства на 0,1%, в обрабатывающей промышленности объемы производства на 1,7%, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом на 0,2% снизились, в водоснабжении, сборе, обработке и удалении отходов, деятельности по ликвидации загрязнений рост на 28,7%.

Объем валового выпуска продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-августе 2024 года составил 158721,2 млн.тенге, или 101,7% к январю-августу 2023г.

Объем грузооборота в январе-августе 2024г. составил 7118,5 млн. ткм (с учетом оценки объема грузооборота индивидуальных предпринимателей, занимающихся коммерческими перевозками), или 94,8% к январю-августу 2023г.

Объем пассажирооборота - 2517 млн. пкм, или 102,2% к январю-августу 2023г.

Объем строительных работ (услуг) составил 128240,5 млн.тенге, или 83,2% к январю-августу 2023 года. В январе-августе 2024г. общая площадь введенного в эксплуатацию жилья увеличилась на 0,1% и составила 321,7 тыс.кв.м, из них в многоквартирных домах - увеличилась на 4,1% (203,7 тыс. кв.м), индивидуальных жилых домов – уменьшилась на 7,6% (116,1 тыс. кв.м.).

Объем инвестиций в основной капитал в январе-августе 2024г. составил 355263,6 млн.тенге, или 95,3% к январю-августу 2023г.

Количество зарегистрированных юридических лиц по состоянию на 1 сентября 2024г. составило 12513 единица и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,1%, в том числе 12181 единицы с численностью работников менее

100 человек. Количество действующих юридических лиц составило 9997 единицы, среди которых 9669 единиц – малые предприятия. Количество зарегистрированных предприятий малого и среднего предпринимательства (юридические лица) в области составило 12423 единица и уменьшилось по сравнению с соответствующей датой предыдущего года на 0,1%.

Статистика цен

Объем валового регионального продукта за 2023 год составил в текущих ценах 5 323 194,5 млн. тенге. По сравнению с 2022 годом реальный ВРП увеличился на 7,2%. В структуре ВРП доля производства товаров составила 50,4%, услуг – 41%.

Индекс потребительских цен в августе 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. составил 105,5%.

Цены на продовольственные товары выросли на 3,5%, непродовольственные товары - на 5%, платные услуги для населения - на 9,9%.

Цены предприятий-производителей промышленной продукции в августе 2024г. по сравнению с декабрем 2023г. повысились на 6,1%.

Объем розничной торговли в январе-августе 2024г. составил 353120,4 млн. тенге, или на 0,8% больше соответствующего периода 2023г.

Объем оптовой торговли в январе-августе 2024г. составил 350121,5 млн. тенге, или 105,6% к соответствующему периоду 2023г.

По предварительным данным в январе-июле 2024г. взаимная торговля со странами ЕАЭС составила 402,5 млн. долларов США и по сравнению с январем-июлем 2023г. уменьшилась на 27%, в том числе экспорт - 77,2 млн. долларов США (на 49,2% меньше), импорт – 325,3 млн. долларов США (на 18,5% меньше).

В декабре 2023 года индекс цен на продовольственные товары составил 101%. Цены повысились на мясо и птицу на 0,2%, табачные изделия - на 0,4%, масла и жиры, хлебобулочные изделия и крупы - на 0,5%, алкогольные напитки - на 1%, булочные и мучные кондитерские изделия - на 1,9%, безалкогольные напитки - на 2,2%, фрукты и овощи - на 3,1%, рыбу и морепродукты - на 3,5%, яйца - на 7,3%. Подешевели цены на макаронные изделия на 1%, сахар - на 2%.

Цены на непродовольственные товары в декабре 2023 года повысились на 1,5%. Цены подорожали на тодежду и обувь на 0,6%, прочие предметы для личного пользования, моющие и чистящие средства - на 0,7%, стеклянные изделия - на 1%, фармацевтическую продукцию - на 1,5%, предметы домашнего обихода – на 2,2%, бытовые приборы - на 2,4%, дизельное топливо - на 16,2%.

В декабре 2023 года цены и тарифы на платные услуги повысились на 0,6%, что

было обусловлено повышением цен на услуги железнодорожного пассажирского транспорта на 1,2%, фактическую арендную плату за жилье - на 1,8%, услуги общественного питания - на 2%, оплату за содержание жилища - на 2,2%. Цены подешевели на услуги воздушного пассажирского транспорта на 6,6%.

в процентах

	Декабрь 2023г. к			Январь-декабрь 2023г. к январю-декабрю 2022г.
	ноябрю 2023г.	декабрю 2022г.	декабрю 2020г.	
Все товары и услуги	101,0	109,2	142,4	114,4
Продовольственные товары	101,0	108,4	148,3	115,6
Непродовольственные товары	101,5	109,8	140,6	114,1
Платные услуги	100,6	110,0	136,4	112,9

Доходы населения

Во III квартале 2023г. среднедушевые номинальные денежные доходы населения составили 180794 тенге, что на 19,8% выше, чем во III квартале 2022 года.



в процентах

	III квартал 2023г. к	
	III кварталу 2022г.	II кварталу 2023г.
Индекс номинальных денежных доходов	119,8	100,7
Индекс реальных денежных доходов	106,5	99,4

Валовой региональный продукт

Объем произведенного валового регионального продукта области за январь-сентябрь 2023 года составил 3026 млрд. тенге и по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился в реальном выражении на 6,3%. В производстве валового регионального продукта республики доля области составила 4%.

В структуре ВРП производство товаров составило 59,7%, производство услуг - 30,4%. Наибольшая доля объема ВРП (49,1%) приходится на промышленность.

За январь-сентябрь 2023 года валовой региональный продукт на душу населения составил по области 4384,9 тыс. тенге и занимает по данному показателю седьмое место

среди регионов Республики Казахстан.

ВРП по видам экономической деятельности

	За январь-сентябрь 2023 года		
	млн. тенге	структура, в процентах к итогу	доля области в республиканс- ком объеме, в процентах
Валовой региональный продукт	3 026 011,6	100,0	4,0
Сельское, лесное и рыбное хозяйство	126 520,2	4,2	4,1
Промышленность	1 484 042,3	49,1	7,1
горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	1 330 869,4	44,0	13,0
обрабатывающая промышленность	118 571,1	3,9	1,3
снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	29 352,7	1,0	2,6
водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	5 249,1	0,2	2,6
Строительство	196 191,4	6,5	4,9
Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов	227 539,9	7,5	1,9
Транспорт и складирование	102 160,9	3,4	2,5
Предоставление услуг по проживанию и питанию	18 874,1	0,6	3,3
Информация и связь	18 787,1	0,6	1,2
Финансовая и страховая деятельность	35 036,7	1,2	1,2
Операции с недвижимым имуществом	134 327,1	4,4	2,3
Профессиональная, научная и техническая деятельность	67 645,5	2,2	2,7
Деятельность в области административного и вспомогательного обслуживания	46 315,1	1,5	2,9
Государственное управление и оборона; обязательное социальное обеспечение	57 875,9	1,9	3,7
Образование	119 737,2	4,0	3,3
Здравоохранение и социальное обслуживание населения	58 587,1	1,9	3,0
Искусство, развлечения и отдых	12 668,4	0,4	2,2
Предоставление прочих видов услуг	20 516,0	0,7	0,9
Налоги на продукты	299 186,7	9,9	4,6

Статистика инвестиций

В январе-декабре 2023г. объем инвестиций в основной капитал с учетом оценки составил 645631 млн. тенге или 116,4% к уровню января-декабре 2022 года.

В январе-декабре 2023г. преобладающими источниками инвестиций являются собственные средства предприятий и организаций.

В январе-декабре 2023г. в технологической структуре объем инвестиций работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений составил 69,9% от общего объема инвестиций в основной капитал, затраты на приобретение машин, оборудования, инструмента, инвентаря - 28,6%, прочие капитальные работы и затраты - 1,5%.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-декабре 2023 года приходится на промышленность (61,1%), транспорт и складирование (11,9%), операции с недвижимым имуществом (10,7%), сельское, лесное и рыбное хозяйство (3,8%), оптовая и

розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов (1,2%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий за январь-декабрь 2023 года составил 401595,5 млн. тенге или 108,2% к уровню января-декабря 2022 года.

	Январь-декабрь 2022г.		Январь-декабрь 2023г.	
	млн. тенге	удельный вес, в процентах	млн. тенге	удельный вес, в процентах
Инвестиции в основной капитал	554 560,7	100,0	645 631,0	100,0
в том числе за счет средств:				
государственного бюджета	79 167,0	14,3	131 631,5	20,4
собственных	458 656,4	82,7	495 127,8	76,7
кредитов банков	3 444,6	0,6	5 084,5	0,8
других заемных средств	13 292,7	2,4	13 787,2	2,1
из них нерезидентов	287,0	0,1	1 685,7	0,3

Статистика внутренней торговли

Оборот розничной торговли за январь-декабрь 2023г. составил 546,6 млрд. тенге или 113,6% к уровню января-декабря 2022 года. Розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 23,8% по сравнению с январём-декабрем 2022 года. Объем торговли индивидуальными предпринимателями, в том числе торгующими на рынках, уменьшился в отчетном периоде на 12,8%.

На 1 января 2024г. объем товарных запасов торговых предприятий до распространения в розничной торговле составил 34 млрд. тенге, в днях торговли 43 дня.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составила 29,6%, непродовольственных товаров - 70,4%. Объем реализации продовольственных товаров по сравнению с январём-декабрем 2022г. уменьшился на 24,7%, непродовольственных товаров увеличился на 43,6%.



Оборот оптовой торговли за январь-декабрь 2023г. составил 577,8 млрд. тенге или 123,5% к уровню соответствующего периода предыдущего года. В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары (81,6%).

На 1 января 2024г. объем товарных запасов торговых предприятий до распространения в оптовой торговле составил 36,3 млрд. тенге, в днях торговли - 62 дня.

Статистика взаимной торговли

В январе-ноябре 2023 года взаимная торговля Западно-Казахстанской области со странами ЕАЭС составила 825,8 млн. долларов США, что на 4,9% больше, чем в январе-ноябре 2022 года, в том числе экспорт - 205,6 млн. долларов США (на 26% больше), импорт - 620,2 млн. долларов США (на 0,6% меньше).

Взаимная торговля Западно-Казахстанской области со странами ЕАЭС*

млн. долларов США

	Январь-ноябрь 2023 года	В процентах к январю-ноябрю 2022 года
Всего	825,8	104,9
экспорт	205,6	126,0
Россия	200,4	124,3
Беларусь	2,4	321,7
Армения	0,2	105,6
Кыргызстан	2,6	256,7
импорт	620,2	99,4
Россия	578,7	98,4
Беларусь	16,4	51,3
Армения	1,6	608,0
Кыргызстан	23,5	674,7

* Предварительные данные.

Статистика сельского, лесного, охотничьего и рыбного хозяйства

Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-декабре 2023 года составил 305683,5 млн. тенге, из них валовая продукция животноводства - 194146,7 млн. тенге, валовая продукция растениеводства - 110417,4 млн. тенге, услуги в области сельского хозяйства - 947,3 млн. тенге.

в процентах

	Январь-декабрь 2023г. к январю-декабрю 2022г.	Январь-декабрь 2022г. к январю-декабрю 2021г.
Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства	100,1	113,4
из него:	95,8	131,8
валовая продукция растениеводства	103,5	101,2
услуги	100,0	100,0

	Единица измерения	Январь-декабрь 2023г.	В процентах к соответствующему периоду 2022г.
Численность основных видов сельскохозяйственных животных и птиц*			
Крупный рогатый скот	голов	856 710	110,2
Овцы	голов	1 147 428	103,5
Козы	голов	198 722	100,3
Свиньи	голов	13 494	116,8
Лошади	голов	307 570	109,7
Верблюды	голов	2 796	107,4
Птица	голов	1 356 998	93,5
Производство основных видов продукции животноводства			

Забито в хозяйстве или реализовано на убой всех видов скота и птицы в живой массе	тонн	110 977,4	106,5
Надоено молока коровьего	тонн	242 014,1	100,8
Получено яиц куриных	тыс. штук	165 916,4	87,4
Настрижено шерсти овечьей	тонн	2 167,1	102,4
Продуктивность скота и птицы			
Средний удой молока на 1 корову	кг	1581	99,1
Средняя яйценоскость на 1 курицу-несушку	штук	239	94,9
Средний выход настриг шерсти на 1 овцу	кг	2,0	105,3

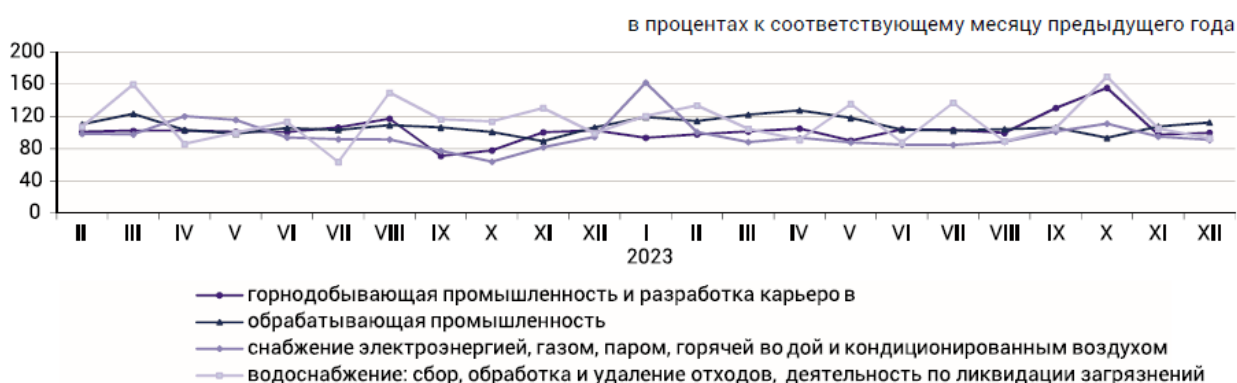
* На 1 января 2024 г.

Статистика промышленного производства

В январе-декабре 2023г. промышленной продукции произведено на 3460,6 млрд. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях, соответственно, на 3067,7 млрд. тенге и 308,6 млрд. тенге, в снабжении электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 73 млрд. тенге, водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений – на 11,3 млрд. тенге.

в процентах

	Январь-декабрь 2023г. в процентах к январю-декабрю 2022г.	Удельный вес в общем объеме
Промышленность	106,6	100,0
Горнодобывающая промышленность и разработка карьеров	106,8	88,6
Обрабатывающая промышленность	107,4	8,9
Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	93,5	2,1
Водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	107,2	0,3



По отраслям обрабатывающей промышленности

	Январь-декабрь 2023г., млн. тенге	В процентах к соответствующему периоду 2022г.
Обрабатывающая промышленность	308 607,5	107,4
Производство продуктов питания	97 173,8	93,3
Производство напитков	2 642,7	97,3
Легкая промышленность	1 633,7	99,4

Производство бумаги и бумажной продукции	578,7	154,7
Производство кокса и продуктов нефтепереработки	25 068,1	136,0
Производство продуктов химической промышленности	14 093,6	65,0
Производство резиновых и пластмассовых изделий	10 618,5	84,7
Производство прочей не металлической минеральной продукции	22 249,1	103,0
Металлургическая промышленность	23 907,3	136,7
Машиностроение	82 677,5	120,1

Статистика строительства и жилищного строительства

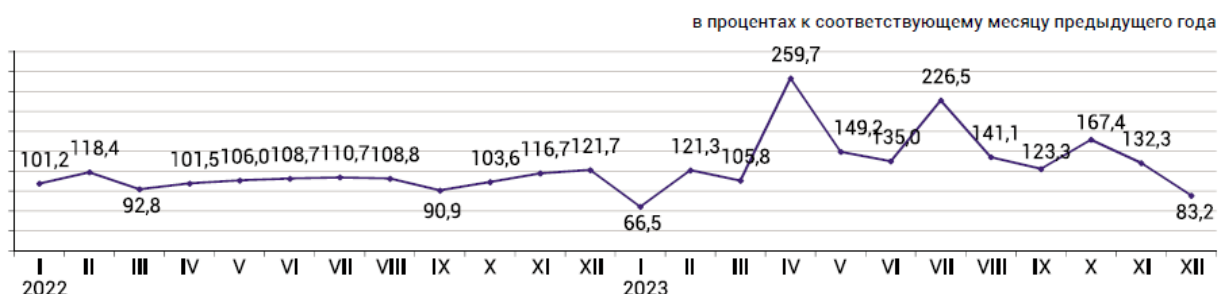
В январе-декабре 2023г. объем строительных работ (услуг), с учетом оценки, составил 293396,7 млн. тенге или 129,7% к уровню января-декабря 2022 года.

Доля области в объеме выполненных строительных работ республики составила 3,9%.

Наибольший удельный вес в объеме строительных работ занимает строительство нефтяных и газовых магистральных трубопроводов (43,6%), объем которых составил 127982,8 млн. тенге.

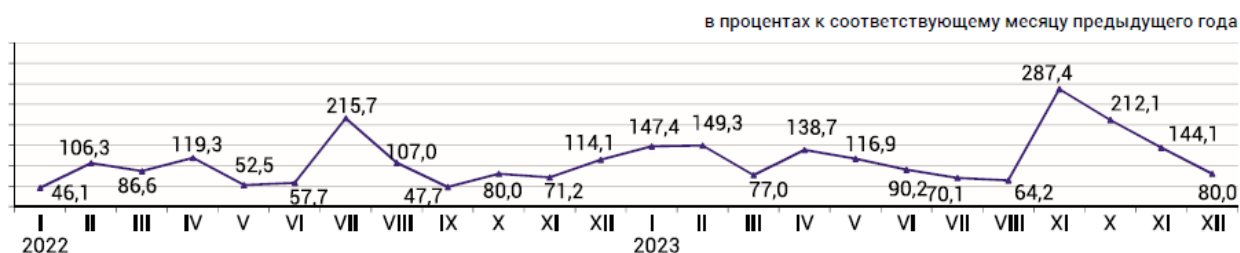
Объем строительно-монтажных работ по сравнению с январём-декабрем 2022 годом увеличился на 42,4% и составил 238787,7 млн. тенге. Объем работ по капитальному ремонту составил 40983,5 млн. тенге или 132,3% к уровню января-декабря 2022 года.

В январе-декабре 2023г. введено в эксплуатацию 1979 новых зданий, из которых 1868 жилого и 111 нежилого назначения.



В январе-декабре 2023 года в жилищное строительство было направлено 68123,8 млн. тенге или 136,1% к уровню января-декабря 2022 года. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 10,5%.

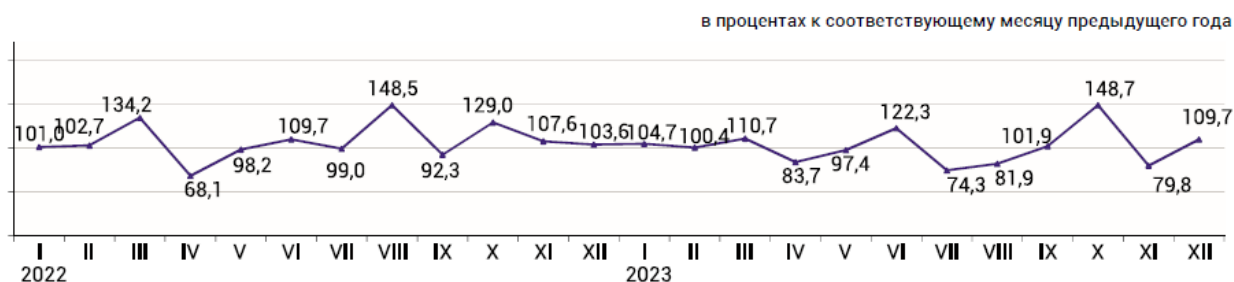
Источником финансирования жилищного строительства в январе-декабре 2023г. являются бюджетные средства, собственные средства застройщиков и кредиты банков.



В январе-декабре 2023г. общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 632,3 тыс.кв. метров. Индекс физического объема введенного жилья к уровню января-декабря 2022 года составил 101,7%.

За январь-декабрь 2023г. построено:

- за счет бюджетных средств 64,9 тыс. кв. метров жилья;
- за счет средств населения 297,7 тыс. кв. метров жилья;
- за счет собственных средств предприятий 270 тыс. кв. метров жилья.

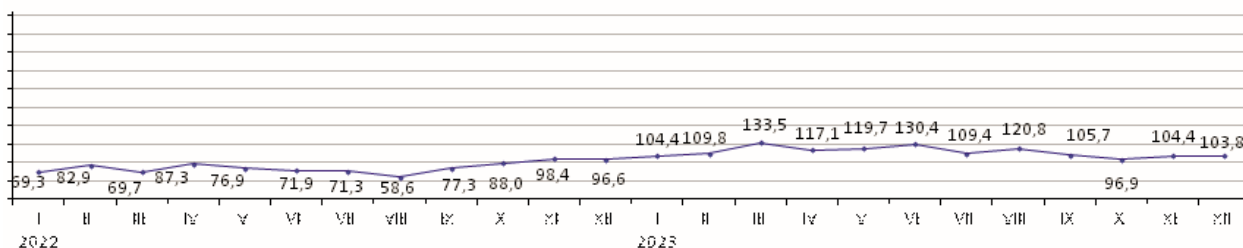


Статистика транспорта

Грузооборот

В январе-декабре 2023г. объем грузооборота по области составил 11210,2 млн. ткм или 112% к уровню января-декабря 2022г.

в процентах к соответствующему месяцу предыдущего года

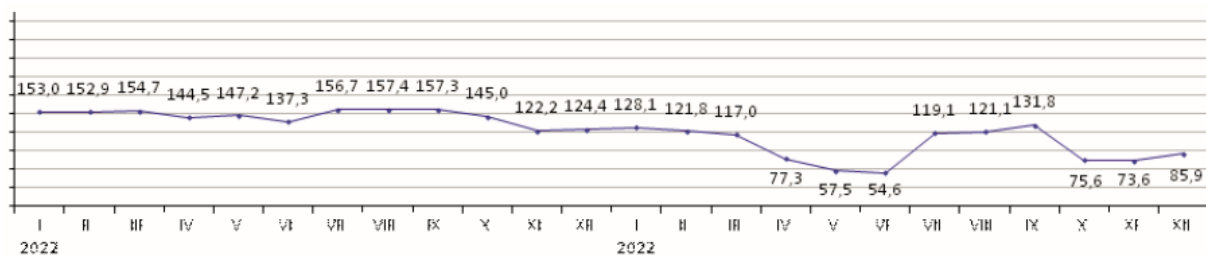


	Перевозки грузов		Грузооборот	
	январь-декабрь 2023г., тыс. тонн	в процентах к январю-декабрю 2022г.	январь-декабрь 2023г., тыс. тонн	в процентах к январю-декабрю 2022г.
Всего	29 795,3	95,9	11 210,2	112,0
в том числе:				
трубопроводный	21 723,1	87,8	4 215,0	91,4
железнодорожный	5 694,1	119,8	4 793,5	125,6
автомобильный	2 372,0	152,5	2 201,7	139,1
воздушный	-	-	-	-
речной	6,1	78,4	0,0	0,1

Пассажиروоборот

Объем пассажирооборота в отчетном периоде составил 3804,5 млн. пкм., что на 10,2% меньше объема января-декабря 2022г.

в процентах к соответствующему месяцу предыдущего года



	Перевозки пассажиров		Пассажирооборот	
	январь-декабрь 2023г., тыс. человек	в процентах к январю-декабрю 2022г	январь-декабрь 2023г., млн. пкм	в процентах к январю-декабрю 2022г.
Всего	64 034,5	118,6	3 804,5	89,8
в том числе:				
автомобильный	63 636,1	118,7	3 292,6	88,0
железнодорожный	195,9	115,8	170,6	113,4
воздушный	192,2	99,8	341,3	99,8
речной	10,3	106,0	0,0	79,0

Малое и среднее предпринимательство

Структура показателей деятельности МСП

Количество действующих субъектов МСП на 1 января 2024г. составило 57,7 тыс. единиц. В общем количестве действующих субъектов МСП доля индивидуальных предпринимателей составила 69,6%, крестьянских или фермерских хозяйств - 16,6%, юридических лиц среднего предпринимательства - 0,2% и малого предпринимательства - 13,6%.

Выпуск продукции (товаров и услуг) субъектами МСП в январе-сентябре 2023г. составил 1620,3 млрд. тенге. Численность занятых в МСП на 1 октября 2023г. составила 126,8 тыс. человек.

Субъекты МСП

	в процентах		
	Действующие субъекты на 1 января 2024г. к 1 январю 2023г.	Численность занятых на 1 октября 2023г. к 1 октябрю 2022г.	Выпуск про- дукции январь-сентябрь 2023г. к январю-сентябрю 2022г.
Всего	108,8	107,2	86,9
Юридические лица МСП	104,5	101,8	82,5
Индивидуальные предприниматели	108,0	110,7	133,6
Крестьянские или фермерские хозяйства	116,4	114,0	90,8

в процентах к соответствующему месяцу предыдущего года

	Количество субъектов МСП
Всего по области	108,8
Акжайикский	109,5
Бокейординский	108,6

Бурлинский	105,4
Жангалинский	99,8
Жанибекский	110,0
Бәйтерек	115,8
Казталовский	122,5
Каратобинский	95,7
Сырымский	114,3
Таскалинский	107,4
Теректинский	113,7
Чингирлауский	118,5
г.Уральск	108,1

Количество субъектов МСП на 1 января 2024г.

	Всего зарегистри- рованных субъектов МСП	В том числе			Всего действующих субъектов МСП	В том числе		
		юриди- ческие лица МСП*	индивиду- альные предпри- ниматели*	крестьянские или фермерские хозяйства*		юриди- ческие лица МСП*	индивиду- альные предпри- ниматели*	крестьянские или фермерские хозяйства*
Западно-Казах- станская область	62 642	10 016	42 721	9 905	57 653	7 928	40 156	9 569
Акжаикский	2 397	166	1 010	1 221	2 260	116	954	1 190
Бокейординский	1 268	41	419	808	1 220	29	407	784
Бурлинский	5 178	945	3 760	473	4 786	800	3 527	459
Жангалинский	1 780	116	740	924	1 690	86	705	899
Жанибекский	1 041	38	491	512	967	33	429	505
Бәйтерек	3 391	491	1 831	1 069	2 999	370	1 649	980
Казталовский	2 124	126	897	1 101	2 028	87	859	1 082
Каратобинский	973	55	509	409	952	43	501	408
Сырымский	1 583	133	596	854	1 478	93	557	828
Таскалинский	1 248	114	594	540	1 183	102	553	528
Теректинский	2 298	270	1 198	830	2 140	225	1 116	799
Чингирлауский	1 047	86	443	518	968	68	417	483
г.Уральск	38 314	7 435	30 233	646	34 982	5 876	28 482	624

* Данные Статистического бизнес-регистра.

Финансы крупных и средних предприятий

Прибыль (убыток) до налогообложения

Расходы на производство и реализацию продукции в III квартале 2023г. составили 354,2 млрд. тенге, из них доля производственных расходов - 48,5%, непроизводственных - 51,5%.

Структура расходов

	в процентах	
	III квартал 2022г.	III квартал 2023г.
Всего расходов	100,0	100,0
Материальные затраты	38,0	25,9
Амортизация основных средств и нематериальных активов	5,8	4,1
Расходы на оплату труда	23,4	18,5
Прочие расходы	32,8	51,5

Рентабельность (убыточность) по отдельным видам деятельности

	в процентах	
	III квартал 2022г.	III квартал 2023г.
Всего по видам деятельности	6,4	11,1
Сельское, лесное и рыбное хозяйство	10,9	21,6
Горнодобывающая промышленность	-4,9	-11,5
Обрабатывающая промышленность	16,0	15,4
Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом	-20,5	-10,6
Водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	-9,7	-11,4
Строительство	2,2	12,1
Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов	3,4	21,7
Транспорт и складирование	17,3	0,8
Операции с недвижимым имуществом	21,9	30,5

Задолженность предприятий

На 1 октября 2023г. задолженность по оплате труда на предприятиях области составила 10613,3 млн. тенге и по сравнению с соответствующим периодом 2022г. увеличилась на 24,6%.

Задолженность по оплате труда по отдельным видам экономической деятельности

	млн. тенге		
	Задолженность по обязательствам	Задолженность по оплате труда, всего	Просроченная задолженность по оплате труда
Сельское, лесное и рыбное хозяйство	16 397,4	77,6	-
Горнодобывающая промышленность	642 828,2	490,8	-
Обрабатывающая промышленность	176 951,1	1 873,4	-
Водоснабжение; сбор, обработка и удаление отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	9 444,5	206,0	-
Строительство	170 298,9	6 193,4	-
Оптовая и розничная торговля; ремонт автомобилей и мотоциклов	56 024,3	460,6	-
Транспорт и складирование	14 798,5	214,8	-
Операции с недвижимым имуществом	5 499,9	118,5	-

Памятники истории и культуры

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

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

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

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

2.2 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами, участие местного населения

Район работ будет полностью обеспечен трудовыми ресурсами с началом эксплуатации. При проведении работ будут созданы дополнительные рабочие места, рабочая сила будет привлекаться из местного населения.

2.3 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Традиционными и основными в настоящее время занятиями населения района работ является разведка и добыча нефти и газа, в развитии которого наблюдается определенный рост.

Реализация проекта никак не отразится на интересах людей, проживающих в окрестностях месторождения в области их права на хозяйственную деятельность или отдых.

Ландшафтно-климатические условия и местоположение территории месторождения не исключают ее рентабельное использование для сельскохозяйственных целей. Кроме того, после проведения данных работ, здесь возможно выявление перспективных участков с новыми запасами углеводородного сырья, то есть реализация конечных прямых целей проекта.

Степень развития коммуникаций и наличие полезных ископаемых региона определяет и степень развития района в целом, его привлекательность для инвестиций и развития социальной инфраструктуры.

Инвестиции в месторождение будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет. Таким, образом, реализация намечаемой хозяйственной деятельности при незначительном воздействии на окружающую среду в области социальных отношений будет иметь, несомненно, положительную роль.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений.

Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи.

Проведение работ с соблюдением норм и правил техники безопасности, промышленной санитарии, противопожарной безопасности обеспечит безопасное проведение планируемых работ и не вызовет дополнительной, нежелательной нагрузки на социально-бытовую сферу.

2.4 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта (при нормальных условиях эксплуатации объекта и возможных аварийных ситуациях)

Проведение работ разработки на месторождении Бектас окажет положительный эффект на социально-экономические условия в первую очередь, на областном и местном уровне воздействий, а также в целом на государственном.

В регионе может незначительно увеличиться первичная и вторичная занятость местного населения, что приведет к увеличению доходов населения и росту благосостояния.

Экономическая деятельность оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения).

Также обеспечение жильем, питанием и другими услугами персонал и подрядчиков предприятия повышает благосостояние жителей области, не связанных с добычей нефти.

Закупка оборудования оказывает положительное воздействие на предприятия, поставляющих это оборудование и на их работников оказывает воздействие, поддерживая цепь поставок для поставщиков в нефте- и газодобывающую промышленность. Так же положительно влияет на увеличенные продаж в пределах региона из-за затрат доходов в секторах, поддерживающих нефтяные и газовые работы.

Вывод: Реализация работ разработки месторождения Тепловско-Токаревское будет оказывать прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличение поступлений денежных средств в местный бюджет, развитие системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличит первичную и вторичную занятость местного населения.

2.5 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории и прогноз его

изменений в результате намечаемой деятельности

Планируемые работы не приведут к значительному загрязнению окружающей среды, что не скажется негативно на здоровье населения.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ мало вероятно.

С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе предусмотрены необходимые меры для обеспечения санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск привнесения инфекционных заболеваний из других регионов.

Учитывая все вышесказанное, в процессе проектируемых работ вероятность ухудшения санитарно-эпидемиологической ситуации в исследуемом районе очень низкая.

2.6 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Основными предложениями по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности, связанную со строительством являются:

- 1) создание эффективного механизма развития социального партнерства и регулирования социальных, трудовых и связанных с ними экономических отношений;
- 2) содействие обеспечению социальной стабильности и общественного согласия на основе объективного учета интересов всех слоев общества;
- 3) содействие в обеспечении гарантий прав работников в сфере труда, осуществлении их социальной защиты;
- 4) содействие процессу консультаций и переговоров между Сторонами социального партнерства на всех уровнях;
- 5) содействие разрешению коллективных трудовых споров;
- 6) выработка предложений по реализации государственной политики в области социально-трудовых отношений;
- 7) взаимодействие со всеми заинтересованными сторонами по социальному партнерству и регулированию социально-трудовых отношений.

3 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ ВАРИАНТОВ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С УЧЕТОМ ЕЕ ОСОБЕННОСТЕЙ И ВОЗМОЖНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВКЛЮЧАЯ ВАРИАНТ, ВЫБРАННЫЙ ИНИЦИАТОРОМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ, ОБОСНОВАНИЕ ЕГО ВЫБОРА, ОПИСАНИЕ ДРУГИХ ВОЗМОЖНЫХ РАЦИОНАЛЬНЫХ ВАРИАНТОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА, НАИБОЛЕЕ БЛАГОПРИЯТНОГО С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОХРАНЫ ЖИЗНИ И (ИЛИ) ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ, ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Подробное описание возможных вариантов осуществления намечаемой деятельности представлена в **главе 1.5**.

Информация об ожидаемых видах, характеристиках и количестве эмиссий в окружающую среду, иных вредных антропогенных воздействиях на окружающую среду, связанных со строительством и эксплуатацией объектов для осуществления рассматриваемой деятельности, включая воздействие на воды, атмосферный воздух, почвы, недра, а также вибрации, шумовые, электромагнитные, тепловые и радиационные воздействия подробно представлено в **главе 1.8**. Выбросы посчитаны на все три варианта разработки месторождения.

Для каждого компонента окружающей среды (атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, геологической среды, почв, растительности и животного мира и т.д.) в соответствующих главах Отчета выполнена оценка воздействия от трех вариантов разработки месторождения. Экологическая оценка проводилась по трем представленным вариантам разработки, которые отличаются между собой системой разработки: плотностью сетки проектных скважин (количеством скважин), темпами разбуривания проектных скважин.

При сравнении воздействия от трех вариантов разработки месторождения на компоненты окружающей среды можно сделать следующие основные выводы:

1. С точки зрения загрязнения атмосферы, каждый вариант отличается друг от друга: графиком бурения (по годам), общим количеством и назначением скважин (добывающие, нагнетательные и оценочные), а также уровнем проектных объемов добычи нефти, газа и конденсата, (3 варианта). При бурении эксплуатационных и нагнетательных скважин максимальные объемы выбросов ожидаются при реализации 3 варианта, наименьшие - при реализации 1 варианта. Однако, вариант 1 по итогам технико-экономического анализа является **не рентабельным**, в связи с чем **не может быть рекомендован** к реализации.

В процессе намечаемой деятельности источники выбросов при строительстве и расконсервации и восстановлении скважин относятся к категории *временных* и прекращают свою деятельность по завершению буровых работ. Скважины будут подключены к общей

системе сбора нефти.

В период разработки м/р общие результаты расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу выполнены по каждому варианту на год максимальной добычи нефти (2028 г, 2036 г). Согласно данных таблицы 1.8.1.1 проекта «Ориентировочное количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от оборудования по каждому из вариантов разработки» раздела 1.8. выбросы при реализации рекомендуемого варианта 2 больше, чем варианта 1, но меньше чем при реализации 3 варианта.

Проведенные расчеты в рамках настоящего проекта показали, что реализация проекта по вариантам 1, 2 и 3 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 будет нанесен по 3 варианту намечаемой деятельности. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным.*

2. Воздействие на геологическую среду, растительность и животный мир от всех вариантов разработки месторождения на всех этапах реализации проектных решений равнозначно.

3. Результаты расчетов по водопотреблению и водоотведению показывают, что максимальные объемы водопотребления, водоотведения ожидаются при реализации варианта 3 (таблица 1.8.2.1 Отчета). Однако водопотребление носит временный характер в период бурения скважин и распределено равномерно по периоду работ. В период эксплуатации объемы водопотребления имеют одинаковые значения по всем вариантам разработки.

При реализациях проектных решений по каждому из вариантов разработки месторождения Тепловско-Токаревское существенные воздействия на подземные и поверхностные воды от намечаемой деятельности не ожидается. При этом анализ технико-экономических показателей также показал, что *2 вариант разработки является наиболее эффективным.*

4. Варианты разработки месторождения также были проанализированы с точки зрения образования отходов. В целом в период эксплуатации различие между вариантами

разработки не наблюдается. Анализ показал, что наибольшее влияние на образование отходов оказывает график бурения, который является индивидуальным для каждого варианта разработки месторождения и охватывает период 2026-2050 гг. Однако это воздействие носит временный характер и при соблюдении природоохранных мероприятий будет носить минимальный характер воздействия.

5 Согласно данным технико-экологического обоснования вариант 1 дает меньшую величину КИН 20,7 (коэффициента извлечения нефти), чем в рекомендуемом 2 варианте.

Вариант 2 по анализам показывает величину КИН 31,6%, что соответствует количеству извлекаемых запасов, учтенных в государственном балансе РК. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

По результатам рассмотрения всех трех вариантов осуществления намечаемой деятельности, из всех возможных, были выбраны наиболее оптимальные, которые и рассматриваются в рамках данного отчета как проектные. На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем выполнения интегральной оценки намечаемой деятельности вариант 2 выбран в Отчете о возможных воздействиях, как наиболее рациональный, поскольку соответствует наилучшим технико-экономическим показателям. Реализация варианта 2 в последствии при дальнейшей разработке месторождения не вызовет ухудшения качества компонентов окружающей среды и здоровья человека.

Намечаемая деятельность планируется в строгом соответствии с нормативными документами и полностью соответствуют всем условиям пункта 5 Приложения 1 к «Инструкции по организации и проведению экологической оценки» от 03.08.2021 г., при которых вариант 2 намечаемой деятельности характеризуется как рациональный.

Разработанная документация подтверждает полное соответствие принятых решений нормативным требованиям законодательства Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды: Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК; Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.); Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.); Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе

здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);

Таким образом, принятый 2 вариант намечаемой деятельности является рациональным, поскольку соответствует на всех этапах намечаемой деятельности законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

3.1 Технологические показатели вариантов разработки

Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки 2 варианта по месторождению в целом и по объектам разработки по отбору газа, нефти и конденсата представлены в таблицах 3.1.1-3.1.15.

Таблица 3.1.1 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда по месторождению в целом. Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из ликвидации	Всего ввод скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.	Перевод с нижележащего горизонт, ед.	Дебит на 1 скважину		
										по нефти, т/сут	по свободному газу, тыс.м³/сут	по конденсату, т/сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2026	1	0	0	1	2,9	1	0	1	0	48,0	86,0	19,4
2027	1	2	0	3	5,8	2	0	4	0	58,6	100,9	22,8
2028	1	0	0	1	8,7	3	0	5	0	54,0	111,4	25,1
2029	1	0	0	1	11,6	4	0	6	0	50,9	106,4	20,8
2030	1	0	0	1	14,5	5	0	7	0	48,0	102,3	18,8
2031	1	0	0	1	17,4	6	0	8	0	45,2	98,7	16,2
2032	2	0	1	3	26,1	8	0	11	0	43,4	101,1	15,7
2033	2	0	0	2	31,9	10	0	13	0	42,8	109,2	16,9
2034	1	0	0	1	34,7	11	0	14	0	38,3	103,9	15,9
2035	1	0	1	2	37,6	12	0	16	0	36,2	104,6	16,2
2036	1	0	0	1	40,4	13	0	17	0	33,9	100,5	14,5
2037	1	0	0	1	43,3	14	0	18	0	32,0	100,0	14,3
2038	1	0	1	2	46,2	15	0	20	0	30,1	94,7	13,5
2039	1	0	0	1	49,1	16	0	21	0	28,4	90,4	12,6
2040	2	0	0	2	54,9	18	0	23	0	26,8	87,1	11,8
2041	1	0	0	1	57,8	19	0	24	0	25,7	80,9	10,9
2042	0	0	1	1	57,8	19	0	26	2	24,4	78,3	10,7
2043	0	0	1	1	57,8	19	0	27	0	23,0	76,1	10,0
2044	0	0	0	0	57,8	19	0	27	0	21,7	71,7	9,1
2045	1	0	1	2	60,7	20	0	29	0	20,8	68,2	8,6
2046	0	0	0	0	60,7	20	0	29	0	19,7	65,6	8,2
2047	0	0	0	0	60,7	20	0	29	0	18,6	62,0	7,8
2048	0	0	0	0	60,7	20	0	29	0	17,6	58,7	7,5
2049	0	0	1	1	60,7	20	0	30	0	16,7	55,7	7,1
2050	0	0	1	1	60,7	20	0	31	0	15,7	52,7	6,5
2051	0	0	0	0	60,7	20	0	31	0	14,9	49,4	6,1
2052	0	0	0	0	60,7	20	4	27	0	14,1	51,3	6,6
2053	0	0	0	0	60,7	20	0	27	0	13,3	48,2	6,3
2054	0	0	0	0	60,7	20	0	27	0	12,6	45,3	6,0

Продолжение таблицы 3.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2055	0	0	0	0	60,7	20	0	27	0	11,9	42,7	5,7
2056	0	0	0	0	60,7	20	0	27	0	11,2	40,3	5,4
2057	0	0	0	0	60,7	20	0	27	0	10,6	38,1	5,2
2058	0	0	0	0	60,7	20	0	27	0	10,0	36,0	4,9
2059	0	0	0	0	60,7	20	4	23	0	9,5	37,9	5,5
2060	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	9,0	36,2	5,2
2061	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	8,5	34,6	5,0
2062	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	8,0	33,0	4,8
2063	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	7,6	31,5	4,6
2064	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	7,2	30,1	4,3
2065	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	7,0	28,7	4,1
2066	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	6,6	27,4	4,0
2067	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	6,2	26,1	3,8
2068	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	5,9	24,9	3,6
2069	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	5,6	23,7	3,4
2070	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	5,3	22,6	3,3
2071	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	5,0	21,5	3,1
2072	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	4,9	20,4	2,9
2073	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	4,6	19,4	2,8
2074	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	4,4	18,1	2,6
2075	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	4,2	17,3	2,5
2076	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	3,9	16,4	2,4
2077	0	0	0	0	60,7	20	0	23	0	3,7	15,4	2,2
2078	0	0	0	0	60,7	20	3	20	1	3,5	15,8	2,3
2079	0	0	0	0	60,7	20	0	20	0	3,3	14,9	2,1
2080	0	0	0	0	60,7	20	0	20	0	3,2	14,2	2,0
2081	0	0	0	0	60,7	20	0	20	0	3,0	13,5	1,9
2082	0	0	0	0	60,7	20	0	20	0	2,8	12,5	1,8
2083	0	0	0	0	60,7	20	0	20	0	2,7	12,1	1,7
2084	0	0	0	0	60,7	20	0	20	0	2,6	11,5	1,6
2085	0	0	0	0	60,7	20	0	20	0	2,4	10,9	1,6

Таблица 3.1.2 - Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основных показателей промышленной разработки. Вариант 2

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор от утв. извлекаемых запасов нефти, %	КИН, д.ед.	Добыча нефтяного газа, млн.м³		Добыча свободного газа, млн.м³	Темп отбора от извлекаемых запасов газа, %		Накопленная добыча газа, млн.м³	Отбор от утв. извлекаемых запасов газа, %	КИГ, д.ед.	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.
		нач.	тек.				годо-вая	накоп-ленная		нач.	тек.						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2026	4,4	0,2	0,2	4,4	0,2	0,001	0,900	0,900	7,5	0,0	0,0	7,5	0,0	0,000	1,7	1,7	0,000
2027	52,4	2,3	2,3	56,8	2,5	0,008	10,770	11,670	61,2	0,3	0,3	68,7	0,3	0,003	13,8	15,5	0,003
2028	74,9	3,2	3,3	131,7	5,7	0,018	15,395	27,065	164,1	0,8	0,8	232,8	1,2	0,010	37,0	52,5	0,010
2029	70,6	3,1	3,2	202,3	8,8	0,028	14,512	41,577	193,8	1,0	1,0	426,6	2,1	0,018	37,8	90,3	0,018
2030	66,6	2,9	3,2	268,9	11,6	0,037	13,680	55,256	221,6	1,1	1,1	648,2	3,2	0,028	40,8	131,1	0,026
2031	62,8	2,7	3,1	331,6	14,4	0,045	12,896	68,152	248,1	1,3	1,3	896,3	4,5	0,038	40,8	171,9	0,034
2032	68,1	2,9	3,4	399,7	17,3	0,055	13,990	82,141	306,7	1,6	1,6	1203,0	6,0	0,051	47,6	219,5	0,044
2033	82,0	3,6	4,3	481,7	20,9	0,066	16,853	98,995	435,3	2,2	2,3	1638,3	8,2	0,070	67,5	286,9	0,057
2034	79,8	3,5	4,4	561,5	24,3	0,077	16,396	115,391	477,2	2,4	2,6	2115,5	10,6	0,090	72,9	359,9	0,072
2035	82,0	3,5	4,7	643,5	27,9	0,088	16,844	132,235	526,1	2,7	2,9	2641,6	13,2	0,112	81,6	441,5	0,088
2036	82,3	3,6	4,9	725,7	31,4	0,099	16,903	149,138	566,3	2,9	3,3	3207,8	16,0	0,137	81,5	523,0	0,105
2037	77,6	3,4	4,9	803,3	34,8	0,110	15,943	165,081	598,3	3,1	3,6	3806,2	19,0	0,162	85,3	608,3	0,122
2038	73,2	3,2	4,9	876,5	37,9	0,120	15,038	180,118	607,4	3,1	3,8	4413,6	22,1	0,188	86,3	694,6	0,139
2039	69,0	3,0	4,8	945,5	40,9	0,130	14,184	194,302	634,8	3,2	4,1	5048,4	25,2	0,215	88,5	783,1	0,157
2040	65,1	2,8	4,8	1010,6	43,7	0,138	13,379	207,681	649,2	3,3	4,3	5697,7	28,5	0,243	87,7	870,8	0,174
2041	67,0	2,9	5,2	1077,6	46,7	0,148	13,775	221,457	652,2	3,3	4,6	6349,9	31,7	0,270	87,7	958,6	0,192
2042	67,6	2,9	5,5	1145,2	49,6	0,157	13,885	235,342	692,3	3,5	5,1	7042,1	35,2	0,300	94,6	1053,1	0,211
2043	63,8	2,8	5,5	1209,0	52,3	0,166	13,112	248,454	692,5	3,5	5,3	7734,7	38,7	0,329	90,9	1144,1	0,229
2044	60,3	2,6	5,5	1269,3	54,9	0,174	12,382	260,835	670,8	3,4	5,5	8405,5	42,0	0,358	85,6	1229,7	0,246
2045	61,5	2,7	5,9	1330,7	57,6	0,182	12,633	273,469	650,7	3,3	5,6	9056,2	45,3	0,386	82,1	1311,8	0,262
2046	61,6	2,7	6,3	1392,3	60,3	0,191	12,655	286,124	660,1	3,4	6,0	9716,3	48,6	0,414	82,7	1394,5	0,279
2047	58,2	2,5	6,3	1450,5	62,8	0,199	11,960	298,084	623,5	3,2	6,1	10339,7	51,7	0,440	78,6	1473,1	0,295
2048	55,0	2,4	6,4	1505,5	65,2	0,206	11,304	309,388	590,1	3,0	6,1	10929,8	54,6	0,465	75,1	1548,2	0,310
2049	52,0	2,3	6,5	1557,5	67,4	0,213	10,684	320,072	565,1	2,9	6,2	11494,9	57,5	0,489	71,9	1620,1	0,324
2050	49,1	2,1	6,5	1606,7	69,6	0,220	10,098	330,170	552,7	2,8	6,5	12047,6	60,2	0,513	68,6	1688,7	0,338
2051	46,4	2,0	6,6	1653,1	71,6	0,227	9,545	339,715	530,9	2,7	6,7	12578,5	62,9	0,535	65,2	1753,9	0,351
2052	43,9	1,9	6,7	1697,0	73,5	0,233	9,022	348,737	479,9	2,5	6,5	13058,4	65,3	0,556	61,5	1815,4	0,363

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
2053	41,5	1,8	6,8	1738,5	75,3	0,238	8,528	357,265	450,8	2,3	6,5	13509,3	67,5	0,575	58,6	1874,1	0,375
2054	39,2	1,7	6,9	1777,7	77,0	0,244	8,062	365,327	424,2	2,2	6,5	13933,5	69,7	0,593	55,9	1930,0	0,386
2055	37,1	1,6	7,0	1814,8	78,6	0,249	7,621	372,948	399,8	2,0	6,6	14333,3	71,7	0,610	53,0	1983,0	0,397
2056	35,1	1,5	7,1	1849,9	80,1	0,253	7,204	380,152	377,3	1,9	6,7	14710,6	73,5	0,626	50,7	2033,7	0,407
2057	33,1	1,4	7,2	1883,0	81,5	0,258	6,811	386,963	356,5	1,8	6,7	15067,1	75,3	0,641	48,4	2082,1	0,416
2058	31,3	1,4	7,3	1914,4	82,9	0,262	6,439	393,401	337,2	1,7	6,8	15404,3	77,0	0,656	46,2	2128,2	0,426
2059	29,6	1,3	7,5	1944,0	84,2	0,266	6,087	399,488	302,1	1,5	6,6	15706,4	78,5	0,669	43,6	2171,8	0,434
2060	28,0	1,2	7,7	1972,0	85,4	0,270	5,755	405,244	288,6	1,5	6,7	15995,0	80,0	0,681	41,7	2213,5	0,443
2061	26,5	1,1	7,8	1998,5	86,5	0,274	5,441	410,685	275,7	1,4	6,9	16270,8	81,3	0,693	39,8	2253,3	0,451
2062	25,0	1,1	8,0	2023,5	87,6	0,277	5,145	415,829	263,3	1,3	7,1	16534,1	82,7	0,704	38,0	2291,3	0,458
2063	23,7	1,0	8,3	2047,2	88,6	0,281	4,864	420,694	251,5	1,3	7,3	16785,6	83,9	0,715	36,3	2327,6	0,466
2064	22,4	1,0	8,5	2069,6	89,6	0,284	4,600	425,293	240,1	1,2	7,5	17025,6	85,1	0,725	34,7	2362,2	0,472
2065	19,3	0,8	8,0	2088,9	90,4	0,286	3,966	429,260	229,1	1,2	7,7	17254,8	86,3	0,734	33,1	2395,3	0,479
2066	18,3	0,8	8,3	2107,1	91,2	0,289	3,753	433,013	218,6	1,1	8,0	17473,3	87,4	0,744	31,5	2426,9	0,485
2067	17,3	0,7	8,5	2124,4	92,0	0,291	3,551	436,563	208,4	1,1	8,2	17681,7	88,4	0,753	30,1	2456,9	0,491
2068	16,3	0,7	8,8	2140,7	92,7	0,293	3,360	439,923	198,6	1,0	8,6	17880,3	89,4	0,761	28,7	2485,6	0,497
2069	15,5	0,7	9,1	2156,2	93,3	0,295	3,179	443,102	189,2	1,0	8,9	18069,5	90,3	0,769	27,3	2512,9	0,503
2070	14,6	0,6	9,5	2170,9	94,0	0,297	3,008	446,110	180,1	0,9	9,3	18249,6	91,2	0,777	26,0	2538,9	0,508
2071	13,9	0,6	10,0	2184,7	94,6	0,299	2,846	448,956	171,3	0,9	9,8	18420,9	92,1	0,784	24,7	2563,6	0,513
2072	11,9	0,5	9,5	2196,6	95,1	0,301	2,445	451,402	162,9	0,8	10,3	18583,9	92,9	0,791	23,5	2587,1	0,517
2073	11,3	0,5	9,9	2207,9	95,6	0,303	2,316	453,717	154,9	0,8	10,9	18738,7	93,7	0,798	22,3	2609,4	0,522
2074	10,7	0,5	10,4	2218,5	96,0	0,304	2,193	455,910	144,7	0,7	11,5	18883,4	94,4	0,804	20,9	2630,3	0,526
2075	10,1	0,4	11,0	2228,6	96,5	0,305	2,077	457,987	137,6	0,7	12,3	19021,0	95,1	0,810	19,8	2650,1	0,530
2076	9,6	0,4	11,8	2238,2	96,9	0,307	1,967	459,953	130,7	0,7	13,3	19151,7	95,8	0,815	18,9	2669,0	0,534
2077	9,1	0,4	12,6	2247,3	97,3	0,308	1,862	461,816	122,7	0,6	14,4	19274,4	96,4	0,820	17,7	2686,7	0,537
2078	8,6	0,4	13,7	2255,9	97,7	0,309	1,764	463,579	105,2	0,5	14,5	19379,6	96,9	0,825	15,1	2701,8	0,540
2079	8,1	0,4	15,0	2264,0	98,0	0,310	1,671	465,250	103,5	0,5	16,7	19483,1	97,4	0,829	14,8	2716,6	0,543
2080	7,7	0,3	16,7	2271,7	98,3	0,311	1,582	466,832	98,3	0,5	19,0	19581,4	97,9	0,834	14,1	2730,6	0,546
2081	7,3	0,3	19,0	2279,0	98,7	0,312	1,499	468,331	93,4	0,5	22,3	19674,8	98,4	0,838	13,3	2744,0	0,549
2082	6,9	0,3	22,2	2285,9	99,0	0,313	1,419	469,750	86,6	0,4	26,5	19761,4	98,8	0,841	12,4	2756,3	0,551
2083	6,5	0,3	27,1	2292,4	99,2	0,314	1,344	471,094	84,2	0,4	35,1	19845,6	99,2	0,845	12,0	2768,3	0,554
2084	6,2	0,3	35,2	2298,6	99,5	0,315	1,273	472,368	79,8	0,4	51,3	19925,4	99,6	0,848	11,4	2779,7	0,556
2085	5,9	0,3	51,4	2304,5	99,8	0,316	1,206	473,574	75,6	0,4	100,0	20001,0	100,0	0,851	10,8	2790,5	0,558

Таблица 3.1.3 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект I (Тепловское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод с нижележащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м³/сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	1	0	1	0	0	2,9	1	7,5	7,5	0,002	0,3	86,0	19,4	32,7	27,7	27,7	1,7	1,7	0,002
2027	0	2	2	0	0	2,9	3	43,6	51	0,014	1,8	83,9	18,9	31,8	26,8	26,7	9,8	11,5	0,014
2028	0	0	0	0	0	2,9	3	85,8	137	0,037	3,6	82,5	18,6	31,2	26,2	26,1	19,3	30,9	0,037
2029	0	0	0	0	0	2,9	3	83,5	220	0,059	3,5	80,3	12,4	30,3	25,3	25,2	12,9	43,8	0,052
2030	0	0	0	0	0	2,9	3	80,9	301	0,081	3,4	77,8	11,4	29,3	24,3	24,2	11,8	55,6	0,066
2031	0	0	0	0	0	2,9	3	78,2	380	0,102	3,3	75,2	10,3	28,2	23,2	23,1	10,7	66,3	0,079
2032	0	0	0	0	0	2,9	3	75,5	455	0,122	3,1	72,6	9,9	27,2	22,2	22,1	10,3	76,7	0,091
2033	1	0	1	0	0	5,8	4	79,1	534	0,144	3,3	70,2	9,6	26,2	21,2	21,1	10,8	87,5	0,104
2034	0	0	0	0	0	5,8	4	94,0	628	0,169	3,9	67,8	9,3	25,3	20,3	20,2	12,9	100,3	0,120
2035	1	0	1	0	0	8,7	5	96,1	724	0,195	4,0	65,2	8,9	24,3	19,3	19,2	13,1	113,5	0,135
2036	0	0	0	0	0	8,7	5	108,5	833	0,224	4,5	62,6	8,6	23,3	18,3	18,2	14,8	128,3	0,153
2037	0	0	0	0	0	8,7	5	103,8	937	0,252	4,3	59,9	8,2	22,2	17,2	17,1	14,2	142,5	0,170
2038	0	0	0	0	0	8,7	5	99,3	1036	0,279	4,1	57,3	7,8	21,3	16,3	16,2	13,6	156,1	0,186
2039	0	0	0	0	0	8,7	5	95,2	1131	0,304	4,0	54,9	7,5	20,4	15,4	15,3	13,0	169,1	0,202
2040	0	0	0	0	0	8,7	5	91,4	1223	0,329	3,8	52,7	7,2	19,6	14,6	14,5	12,5	181,6	0,217
2041	0	0	0	0	0	8,7	5	87,9	1310	0,353	3,7	50,7	6,9	18,8	13,8	13,7	12,0	193,6	0,231
2042	0	0	0	0	0	8,7	5	84,6	1395	0,376	3,5	48,8	6,7	18,1	13,1	13,0	11,6	205,2	0,245
2043	0	0	0	0	0	8,7	5	81,4	1476	0,397	3,4	47,0	6,4	17,5	12,5	12,4	11,1	216,4	0,258
2044	0	0	0	0	0	8,7	5	78,4	1555	0,419	3,3	45,2	6,2	16,9	11,9	11,8	10,7	227,1	0,271
2045	0	0	0	0	0	8,7	5	75,6	1630	0,439	3,2	43,6	6,0	16,3	11,3	11,2	10,3	237,4	0,283
2046	0	0	0	0	0	8,7	5	72,8	1703	0,458	3,0	42,0	5,7	15,7	10,7	10,6	10,0	247,4	0,295
2047	0	0	0	0	0	8,7	5	70,2	1774	0,477	2,9	40,5	5,5	15,2	10,2	10,1	9,6	257,0	0,307
2048	0	0	0	0	0	8,7	5	67,7	1841	0,496	2,8	39,1	5,3	14,7	9,7	9,6	9,3	266,2	0,318
2049	0	0	0	0	0	8,7	5	65,3	1907	0,513	2,7	37,7	5,2	14,2	9,2	9,1	8,9	275,2	0,328
2050	0	0	0	0	0	8,7	5	63,0	1970	0,530	2,6	36,3	5,0	13,8	8,8	8,7	8,6	283,8	0,339
2051	0	0	0	0	0	8,7	5	60,7	2030	0,546	2,5	35,0	4,8	13,3	8,3	8,2	8,3	292,1	0,349

Продолжение таблицы 3.1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2052	0	0	0	0	0	8,7	5	58,6	2089	0,562	2,4	33,8	4,6	12,9	7,9	7,8	8,0	300,1	0,358
2053	0	0	0	0	0	8,7	5	56,5	2145	0,577	2,4	32,6	4,5	12,5	7,5	7,4	7,7	307,8	0,367
2054	0	0	0	0	0	8,7	5	54,5	2200	0,592	2,3	31,4	4,3	12,1	7,1	7,0	7,4	315,3	0,376
2055	0	0	0	0	0	8,7	5	52,5	2252	0,606	2,2	30,3	4,1	11,7	6,7	6,6	7,2	322,5	0,385
2056	0	0	0	0	0	8,7	5	50,6	2303	0,620	2,1	29,2	4,0	11,4	6,4	6,3	6,9	329,4	0,393
2057	0	0	0	0	0	8,7	5	48,8	2352	0,633	2,0	28,1	3,8	11,0	6,0	5,9	6,7	336,0	0,401
2058	0	0	0	0	0	8,7	5	47,0	2399	0,646	2,0	27,1	3,7	10,7	5,7	5,6	6,4	342,5	0,409
2059	0	0	0	0	0	8,7	5	45,3	2444	0,658	1,9	26,1	3,6	10,4	5,4	5,3	6,2	348,7	0,416
2060	0	0	0	0	0	8,7	5	43,6	2488	0,670	1,8	25,2	3,4	10,1	5,1	5,0	6,0	354,6	0,423
2061	0	0	0	0	0	8,7	5	42,0	2530	0,681	1,8	24,2	3,3	9,8	4,8	4,7	5,7	360,4	0,430
2062	0	0	0	0	0	8,7	5	40,5	2570	0,692	1,7	23,3	3,2	9,5	4,5	4,4	5,5	365,9	0,437
2063	0	0	0	0	0	8,7	5	38,9	2609	0,702	1,6	22,5	3,1	9,2	4,2	4,1	5,3	371,2	0,443
2064	0	0	0	0	0	8,7	5	37,5	2646	0,712	1,6	21,6	3,0	8,9	3,9	3,8	5,1	376,4	0,449
2065	0	0	0	0	0	8,7	5	36,1	2683	0,722	1,5	20,8	2,8	8,7	3,7	3,6	4,9	381,3	0,455
2066	0	0	0	0	0	8,7	5	34,7	2717	0,731	1,4	20,0	2,7	8,4	3,4	3,3	4,7	386,1	0,461
2067	0	0	0	0	0	8,7	5	33,4	2751	0,740	1,4	19,2	2,6	8,2	3,2	3,1	4,6	390,6	0,466
2068	0	0	0	0	0	8,7	5	32,1	2783	0,749	1,3	18,5	2,5	8,0	3,0	2,9	4,4	395,0	0,471
2069	0	0	0	0	0	8,7	5	30,8	2813	0,757	1,3	17,8	2,4	7,7	2,7	2,6	4,2	399,2	0,476
2070	0	0	0	0	0	8,7	5	29,6	2843	0,765	1,2	17,1	2,3	7,5	2,5	2,4	4,0	403,3	0,481
2071	0	0	0	0	0	8,7	5	28,4	2871	0,773	1,2	16,4	2,2	7,3	2,3	2,2	3,9	407,1	0,486
2072	0	0	0	0	0	8,7	5	27,3	2899	0,780	1,1	15,7	2,2	7,1	2,1	2,0	3,7	410,9	0,490
2073	0	0	0	0	0	8,7	5	26,2	2925	0,787	1,1	15,1	2,1	6,9	1,9	1,8	3,6	414,5	0,495
2074	0	0	0	0	0	8,7	5	25,1	2950	0,794	1,0	14,5	2,0	6,7	1,7	1,6	3,4	417,9	0,499
2075	0	0	0	0	0	8,7	5	24,1	2974	0,801	1,0	13,9	1,9	6,6	1,6	1,5	3,3	421,2	0,503
2076	0	0	0	0	0	8,7	5	23,1	2997	0,807	1,0	13,3	1,8	6,4	1,4	1,3	3,2	424,4	0,506
2077	0	0	0	0	0	8,7	5	22,2	3019	0,813	0,9	12,8	1,7	6,2	1,2	1,1	3,0	427,4	0,510
2078	0	0	0	0	0	8,7	5	21,2	3041	0,818	0,9	12,2	1,7	6,1	1,1	1,0	2,9	430,3	0,513
2079	0	0	0	0	0	8,7	5	20,3	3061	0,824	0,8	11,7	1,6	5,9	0,9	0,8	2,8	433,1	0,517
2080	0	0	0	0	0	8,7	5	19,5	3080	0,829	0,8	11,2	1,5	5,7	0,7	0,6	2,7	435,7	0,520
2081	0	0	0	0	0	8,7	5	18,6	3099	0,834	0,8	10,8	1,5	5,6	0,6	0,5	2,5	438,3	0,523
2082	0	0	0	0	0	8,7	5	17,8	3117	0,839	0,7	10,3	1,4	5,5	0,5	0,4	2,4	440,7	0,526
2083	0	0	0	0	0	8,7	5	17,1	3134	0,844	0,7	9,8	1,3	5,3	0,3	0,2	2,3	443,1	0,529
2084	0	0	0	0	0	8,7	5	16,3	3150	0,848	0,7	9,4	1,3	5,2	0,2	0,1	2,2	445,3	0,531
2085	0	0	0	0	0	8,7	5	15,6	3166	0,852	0,7	9,0	1,2	5,1	0,1	0,0	2,1	447,4	0,534

Таблица 3.1.4 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда. Объект Ин (Тепловское). Вариант 2

Годы и пери- оды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консер- вации, ед.	Ввод скважин из ликви- дации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуа- тационное бурение сначала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Перевод скважин				Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Фонд нагнета- тель- ных скважин на конец периода, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемис- тость 1 нагне- тательной сква- жины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.					добыв.	нагнет.	на другой объект	из другого объекта	под наг- нета- ние	из наблю- датель- ного фонда	всего	мех.спос		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2026	1	1	0	0	0	1	0,7	0	0	0	0	0	0	1	1	0	60,0	73,0	0,0
2027	0	0	0	2	0	1	0,7	0	0	0	0	0	0	3	3	0	56,4	110,4	0,0
2028	0	0	0	0	0	1	3,2	0	0	0	0	0	0	3	3	0	53,0	110,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	1	3,2	0	0	0	0	0	0	3	3	0	49,8	109,5	0,0
2030	0	0	0	0	0	1	3,2	0	0	0	0	0	0	3	3	0	46,8	108,9	0,0
2031	0	0	0	0	0	1	3,2	0	0	0	0	0	0	3	3	0	44,0	108,2	0,0
2032	0	0	0	0	0	1	3,2	0	0	0	0	0	0	3	3	0	41,4	107,3	0,0
2033	1	1	0	0	0	2	3,8	0	0	0	0	0	0	4	4	0	38,9	111,2	0,0
2034	0	0	0	0	0	2	3,8	0	0	0	0	0	0	4	4	0	36,6	93,1	0,0
2035	1	1	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	34,4	72,5	0,0
2036	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	32,3	59,8	0,0
2037	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	30,4	59,5	0,0
2038	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	28,6	58,9	0,0
2039	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	26,8	58,2	0,0
2040	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	25,2	57,4	0,0
2041	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	23,7	56,5	0,0
2042	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	22,3	55,5	0,0
2043	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	21,0	54,5	0,0
2044	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	19,7	53,5	0,0
2045	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	18,5	52,5	0,0
2046	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	17,4	51,4	0,0
2047	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	16,4	50,3	0,0
2048	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	15,4	49,3	0,0
2049	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	14,5	48,2	0,0
2050	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	13,6	47,1	0,0
2051	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	12,8	46,0	0,0
2052	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	12,0	44,9	0,0

2053	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	11,3	43,8	0,0
2054	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	10,6	42,7	0,0
2055	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	10,0	41,7	0,0
2056	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	9,4	40,6	0,0
2057	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	8,8	39,6	0,0
2058	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	8,3	38,5	0,0
2059	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	7,8	37,5	0,0
2060	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	7,3	36,5	0,0
2061	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	6,9	35,5	0,0
2062	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	6,5	34,5	0,0
2063	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	6,1	33,6	0,0
2064	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	5	5	0	5,7	32,6	0,0
2065	0	0	0	0	0	3	4,5	1	0	0	0	0	0	4	4	0	5,4	42,2	0,0
2066	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	4	4	0	5,0	40,9	0,0
2067	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,7	39,7	0,0
2068	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,5	38,5	0,0
2069	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,2	37,3	0,0
2070	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,9	36,1	0,0
2071	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,7	35,0	0,0
2072	0	0	0	0	0	3	4,5	1	0	0	0	0	0	3	3	0	3,5	47,4	0,0
2073	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,3	45,8	0,0
2074	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	3,1	44,3	0,0
2075	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,9	42,9	0,0
2076	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,7	41,4	0,0
2077	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,6	40,0	0,0
2078	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,4	38,7	0,0
2079	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,3	37,4	0,0
2080	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,1	36,1	0,0
2081	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	2,0	34,9	0,0
2082	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,9	33,7	0,0
2083	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,8	32,6	0,0
2084	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,7	31,5	0,0
2085	0	0	0	0	0	3	4,5	0	0	0	0	0	0	3	3	0	1,6	30,4	0,0

Таблица 3.1.5 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основных показателей промышленной разработки. Объект In (Тепловское). Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накоп- ленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлека- емых запасов нефти, %	Кэффи- циент извлече- ния нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обвод- нен- ность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компен- сация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		началь- ных	теку-щих				всего	мех.спо- собом	всего	мех.спо- собом		годо-вая	накоп- ленная		годо- вая	накоп- ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2026	4,4	0,3	0,3	4,4	0,3	0,001	6,7	6,7	6,7	6,7	34,3	0,0	0,0	0	0,9	0,9
2027	41,5	3,2	3,2	45,8	3,5	0,014	78,5	78,5	85,2	85,2	47,2	0,0	0,0	0	8,5	9,4
2028	55,1	4,2	4,4	101,0	7,7	0,030	114,4	114,4	199,6	199,6	51,8	0,0	0,0	0	11,3	20,8
2029	51,8	4,0	4,3	152,8	11,7	0,045	113,9	113,9	313,5	313,5	54,5	0,0	0,0	0	10,7	31,4
2030	48,7	3,7	4,2	201,6	15,5	0,060	113,3	113,3	426,9	426,9	57,0	0,0	0,0	0	10,0	41,4
2031	45,8	3,5	4,2	247,4	19,0	0,074	112,6	112,6	539,4	539,4	59,3	0,0	0,0	0	9,4	50,8
2032	43,1	3,3	4,1	290,4	22,3	0,086	111,7	111,7	651,1	651,1	61,4	0,0	0,0	0	8,8	59,7
2033	51,4	3,9	5,1	341,8	26,2	0,102	135,9	135,9	787,0	787,0	62,2	0,0	0,0	0	10,6	70,2
2034	50,7	3,9	5,3	392,6	30,1	0,117	129,1	129,1	916,1	916,1	60,7	0,0	0,0	0	10,4	80,7
2035	54,4	4,2	6,0	446,9	34,3	0,133	113,8	113,8	1030,0	1030,0	52,2	0,0	0,0	0	11,2	91,8
2036	56,0	4,3	6,5	503,0	38,6	0,150	103,7	103,7	1133,7	1133,7	46,0	0,0	0,0	0	11,5	103,4
2037	52,7	4,0	6,6	555,6	42,6	0,165	103,1	103,1	1236,8	1236,8	48,9	0,0	0,0	0	10,8	114,2
2038	49,5	3,8	6,6	605,1	46,4	0,180	102,1	102,1	1338,9	1338,9	51,5	0,0	0,0	0	10,2	124,4
2039	46,5	3,6	6,7	651,7	50,0	0,194	100,9	100,9	1439,8	1439,8	53,9	0,0	0,0	0	9,6	133,9
2040	43,7	3,4	6,7	695,4	53,3	0,207	99,5	99,5	1539,3	1539,3	56,0	0,0	0,0	0	9,0	142,9
2041	41,1	3,2	6,8	736,5	56,5	0,219	97,9	97,9	1637,2	1637,2	58,0	0,0	0,0	0	8,5	151,4
2042	38,7	3,0	6,8	775,2	59,4	0,231	96,3	96,3	1733,4	1733,4	59,8	0,0	0,0	0	7,9	159,3
2043	36,3	2,8	6,9	811,5	62,2	0,241	94,5	94,5	1827,9	1827,9	61,6	0,0	0,0	0	7,5	166,8
2044	34,2	2,6	6,9	845,7	64,8	0,252	92,8	92,8	1920,7	1920,7	63,2	0,0	0,0	0	7,0	173,8
2045	32,1	2,5	7,0	877,8	67,3	0,261	91,0	91,0	2011,7	2011,7	64,7	0,0	0,0	0	6,6	180,4
2046	30,2	2,3	7,1	908,0	69,6	0,270	89,1	89,1	2100,8	2100,8	66,1	0,0	0,0	0	6,2	186,6
2047	28,4	2,2	7,2	936,3	71,8	0,279	87,3	87,3	2188,1	2188,1	67,5	0,0	0,0	0	5,8	192,4
2048	26,7	2,0	7,2	963,0	73,8	0,286	85,4	85,4	2273,5	2273,5	68,8	0,0	0,0	0	5,5	197,9
2049	25,1	1,9	7,3	988,1	75,8	0,294	83,5	83,5	2357,0	2357,0	70,0	0,0	0,0	0	5,2	203,0
2050	23,6	1,8	7,5	1011,6	77,6	0,301	81,6	81,6	2438,6	2438,6	71,1	0,0	0,0	0	4,8	207,9
2051	22,1	1,7	7,6	1033,8	79,3	0,307	79,7	79,7	2518,4	2518,4	72,2	0,0	0,0	0	4,6	212,4
2052	20,8	1,6	7,7	1054,6	80,9	0,314	77,8	77,8	2596,2	2596,2	73,3	0,0	0,0	0	4,3	216,7
2053	19,6	1,5	7,8	1074,2	82,4	0,320	76,0	76,0	2672,2	2672,2	74,2	0,0	0,0	0	4,0	220,7
2054	18,4	1,4	8,0	1092,6	83,8	0,325	74,1	74,1	2746,3	2746,3	75,2	0,0	0,0	0	3,8	224,5
2055	17,3	1,3	8,2	1109,9	85,1	0,330	72,2	72,2	2818,5	2818,5	76,1	0,0	0,0	0	3,6	228,1
2056	16,3	1,2	8,4	1126,1	86,3	0,335	70,4	70,4	2888,9	2888,9	76,9	0,0	0,0	0	3,3	231,4

2057	15,3	1,2	8,6	1141,4	87,5	0,339	68,6	68,6	2957,5	2957,5	77,7	0,0	0,0	0	3,1	234,6
2058	14,4	1,1	8,8	1155,7	88,6	0,344	66,8	66,8	3024,3	3024,3	78,5	0,0	0,0	0	3,0	237,5
2059	13,5	1,0	9,1	1169,2	89,7	0,348	65,0	65,0	3089,3	3089,3	79,2	0,0	0,0	0	2,8	240,3
2060	12,7	1,0	9,4	1181,9	90,6	0,352	63,3	63,3	3152,6	3152,6	79,9	0,0	0,0	0	2,6	242,9
2061	11,9	0,9	9,8	1193,9	91,5	0,355	61,6	61,6	3214,2	3214,2	80,6	0,0	0,0	0	2,5	245,3
2062	11,2	0,9	10,2	1205,1	92,4	0,358	59,9	59,9	3274,0	3274,0	81,3	0,0	0,0	0	2,3	247,6
2063	10,5	0,8	10,6	1215,6	93,2	0,362	58,2	58,2	3332,2	3332,2	81,9	0,0	0,0	0	2,2	249,8
2064	9,9	0,8	11,2	1225,5	94,0	0,365	56,6	56,6	3388,8	3388,8	82,5	1,0	1,0	2	2,0	251,8
2065	7,5	0,6	9,5	1233,0	94,5	0,367	58,6	58,6	3447,4	3447,4	87,3	2,0	3,0	4	1,5	253,4
2066	7,0	0,5	9,8	1240,0	95,1	0,369	56,8	56,8	3504,2	3504,2	87,7	3,0	6,0	6	1,4	254,8
2067	6,6	0,5	10,3	1246,6	95,6	0,371	55,0	55,0	3559,2	3559,2	88,0	4,0	10,0	8	1,4	256,2
2068	6,2	0,5	10,7	1252,8	96,1	0,373	53,3	53,3	3612,6	3612,6	88,4	5,0	15,0	10	1,3	257,4
2069	5,8	0,4	11,3	1258,6	96,5	0,374	51,7	51,7	3664,2	3664,2	88,7	6,0	21,0	13	1,2	258,6
2070	5,5	0,4	12,0	1264,0	96,9	0,376	50,1	50,1	3714,3	3714,3	89,1	7,0	28,0	16	1,1	259,8
2071	5,1	0,4	12,8	1269,2	97,3	0,378	48,5	48,5	3762,8	3762,8	89,4	8,0	36,0	18	1,1	260,8
2072	3,6	0,3	10,4	1272,8	97,6	0,379	49,3	49,3	3812,1	3812,1	92,7	9,0	45,0	20	0,7	261,6
2073	3,4	0,3	10,9	1276,2	97,9	0,380	47,7	47,7	3859,8	3859,8	92,9	10,0	55,0	24	0,7	262,3
2074	3,2	0,2	11,4	1279,4	98,1	0,381	46,1	46,1	3905,9	3905,9	93,1	11,0	66,0	27	0,7	262,9
2075	3,0	0,2	12,2	1282,4	98,3	0,381	44,6	44,6	3950,5	3950,5	93,2	12,0	78,0	30	0,6	263,5
2076	2,8	0,2	13,0	1285,3	98,5	0,382	43,1	43,1	3993,6	3993,6	93,4	13,0	91,0	34	0,6	264,1
2077	2,7	0,2	14,1	1287,9	98,8	0,383	41,7	41,7	4035,3	4035,3	93,6	14,0	105,0	38	0,5	264,7
2078	2,5	0,2	15,4	1290,4	98,9	0,384	40,3	40,3	4075,5	4075,5	93,8	15,0	120,0	42	0,5	265,2
2079	2,3	0,2	17,1	1292,8	99,1	0,385	38,9	38,9	4114,4	4114,4	94,0	16,0	136,0	46	0,5	265,7
2080	2,2	0,2	19,3	1295,0	99,3	0,385	37,6	37,6	4152,0	4152,0	94,1	17,0	153,0	51	0,5	266,1
2081	2,1	0,2	22,5	1297,0	99,5	0,386	36,3	36,3	4188,4	4188,4	94,3	18,0	171,0	56	0,4	266,5
2082	2,0	0,1	27,4	1299,0	99,6	0,386	35,1	35,1	4223,5	4223,5	94,4	19,0	190,0	61	0,4	266,9
2083	1,8	0,1	35,4	1300,8	99,7	0,387	33,9	33,9	4257,4	4257,4	94,6	20,0	210,0	67	0,4	267,3
2084	1,7	0,1	51,5	1302,6	99,9	0,387	32,8	32,8	4290,1	4290,1	94,7	21,0	231,0	72	0,4	267,7
2085	1,6	0,1	100,0	1304,2	100,0	0,388	31,6	31,6	4321,8	4321,8	94,9	22,0	253,0	79	0,3	268,0

Таблица 3.1.6 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект II (Западно-Тепловское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод с нижележащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м ³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м ³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м ³ /сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2034	1	0	1	0	0	2,8	1	17,2	17	0,008	1,1	198,0	44,6	32,6	27,6	27,5	3,9	3,9	0,008
2035	0	0	0	0	0	2,8	1	67,7	85	0,040	3,9	195,1	44,0	31,9	26,9	26,8	15,3	19,1	0,040
2036	1	0	1	0	0	5,6	2	82,2	167	0,078	4,7	189,7	30,0	30,8	25,8	25,7	13,0	32,1	0,067
2037	0	0	0	0	0	5,6	2	126,5	294	0,137	7,2	182,4	26,7	29,3	24,3	24,2	18,5	50,6	0,105
2038	0	0	0	0	0	5,6	2	118,7	412	0,193	6,8	171,2	25,1	27,1	22,1	22,0	17,4	68,0	0,141
2039	0	0	0	0	0	5,6	2	110,3	523	0,244	6,3	159,1	23,3	24,8	19,8	19,7	16,1	84,2	0,175
2040	0	0	0	0	0	5,6	2	102,6	625	0,292	5,9	148,0	21,7	22,7	17,7	17,6	15,0	99,2	0,206
2041	0	0	0	0	0	5,6	2	96,1	721	0,337	5,5	138,5	20,3	21,0	16,0	15,9	14,1	113,3	0,235
2042	0	0	0	0	0	5,6	2	90,5	812	0,380	5,2	130,4	19,1	19,6	14,6	14,5	13,2	126,5	0,262
2043	0	0	0	0	0	5,6	2	85,5	897	0,420	4,9	123,2	18,0	18,4	13,4	13,3	12,5	139,0	0,288
2044	0	0	0	0	0	5,6	2	80,9	978	0,458	4,6	116,6	17,1	17,3	12,3	12,2	11,8	150,8	0,313
2045	0	0	0	0	0	5,6	2	76,6	1055	0,493	4,4	110,5	16,2	16,3	11,3	11,2	11,2	162,0	0,336
2046	0	0	0	0	0	5,6	2	72,6	1127	0,527	4,1	104,7	15,3	15,4	10,4	10,3	10,6	172,7	0,358
2047	0	0	0	0	0	5,6	2	68,8	1196	0,559	3,9	99,2	14,5	14,6	9,6	9,5	10,1	182,7	0,379
2048	0	0	0	0	0	5,6	2	65,1	1261	0,590	3,7	93,9	13,7	13,8	8,8	8,7	9,5	192,3	0,399
2049	0	0	0	0	0	5,6	2	61,7	1323	0,619	3,5	88,9	13,0	13,1	8,1	8,0	9,0	201,3	0,418
2050	0	0	0	0	0	5,6	2	54,3	1377	0,644	3,1	84,2	11,5	12,4	7,4	7,3	7,9	209,2	0,434
2051	0	0	0	0	0	5,6	2	47,8	1425	0,666	2,7	79,9	10,1	11,8	6,8	6,7	7,0	216,2	0,449
2052	0	0	0	0	0	5,6	2	42,0	1467	0,686	2,4	76,2	8,9	11,3	6,3	6,2	6,2	222,4	0,461
2053	0	0	0	0	0	5,6	2	37,0	1504	0,703	2,1	72,8	7,8	10,8	5,8	5,7	5,4	227,8	0,473
2054	0	0	0	0	0	5,6	2	32,5	1537	0,719	1,9	69,8	6,9	10,4	5,4	5,3	4,8	232,6	0,482
2055	0	0	0	0	0	5,6	2	28,6	1565	0,732	1,6	67,2	5,6	10,0	5,0	4,9	3,9	236,4	0,491
2056	0	0	0	0	0	5,6	2	25,2	1590	0,744	1,4	64,8	4,9	9,7	4,7	4,6	3,4	239,8	0,498
2057	0	0	0	0	0	5,6	2	22,2	1613	0,754	1,3	62,7	4,3	9,5	4,5	4,4	3,0	242,8	0,504
2058	0	0	0	0	0	5,6	2	19,5	1632	0,763	1,1	60,8	3,8	9,2	4,2	4,1	2,6	245,5	0,509
2059	0	0	0	0	0	5,6	2	17,2	1649	0,771	1,0	59,1	3,3	9,0	4,0	3,9	2,3	247,8	0,514
2060	0	0	0	0	0	5,6	2	15,1	1664	0,778	0,9	57,7	2,9	8,8	3,8	3,7	2,0	249,8	0,518
2061	0	0	0	0	0	5,6	2	13,3	1678	0,785	0,8	56,3	2,6	8,6	3,6	3,5	1,8	251,6	0,522

2062	0	0	0	0	0	5,6	2	11,7	1689	0,790	0,7	55,2	2,3	8,5	3,5	3,4	1,6	253,2	0,525
2063	0	0	0	0	0	5,6	2	10,3	1700	0,795	0,6	54,1	2,0	8,4	3,4	3,3	1,4	254,6	0,528
2064	0	0	0	0	0	5,6	2	9,1	1709	0,799	0,5	53,2	1,8	8,3	3,3	3,2	1,2	255,8	0,531
2065	0	0	0	0	0	5,6	2	8,0	1717	0,803	0,5	52,4	1,6	8,2	3,2	3,1	1,1	256,9	0,533
2066	0	0	0	0	0	5,6	2	7,0	1724	0,806	0,4	51,7	1,4	8,1	3,1	3,0	0,9	257,8	0,535
2067	0	0	0	0	0	5,6	2	6,2	1730	0,809	0,4	51,1	1,2	8,0	3,0	2,9	0,8	258,7	0,537
2068	0	0	0	0	0	5,6	2	5,4	1735	0,812	0,3	50,5	1,0	7,9	2,9	2,8	0,7	259,4	0,538
2069	0	0	0	0	0	5,6	2	4,7	1740	0,814	0,3	50,0	0,9	7,9	2,9	2,8	0,6	260,0	0,539
2070	0	0	0	0	0	5,6	2	4,1	1744	0,816	0,2	49,6	0,8	7,8	2,8	2,7	0,5	260,6	0,541
2071	0	0	0	0	0	5,6	2	3,5	1748	0,817	0,2	49,2	0,7	7,8	2,8	2,7	0,5	261,0	0,542
2072	0	0	0	0	0	5,6	2	3,1	1751	0,819	0,2	48,9	0,6	7,7	2,7	2,6	0,4	261,5	0,542
2073	0	0	0	0	0	5,6	2	2,7	1753	0,820	0,2	48,6	0,5	7,7	2,7	2,6	0,4	261,8	0,543

Таблица 3.1.7 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект III (Западно Тепловское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из ликвидации	Всего ввод скважин	Перевод с нижележащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м³/сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2027	1	0		1	0	0	2,9	1	17,6	18	0,002	0,3	203,3	45,8	33,6	28,6	28,5	4,0	4,0	0,002
2028	0	0		0	0	0	2,9	1	69,9	88	0,011	1,4	201,6	45,4	33,3	28,3	28,2	15,8	19,7	0,011
2029	0	0		0	0	0	2,9	1	69,4	157	0,019	1,4	200,0	45,1	32,9	27,9	27,8	15,6	35,4	0,019
2030	0	0		0	0	0	2,9	1	68,8	226	0,028	1,4	198,4	44,7	32,6	27,6	27,5	15,5	50,9	0,028
2031	0	0		0	0	0	2,9	1	68,2	294	0,036	1,3	196,7	32,9	32,2	27,2	27,1	11,4	62,3	0,034
2032	1	0	1	2	0	0	8,7	3	101,4	395	0,049	2,0	194,9	32,2	31,8	26,8	26,7	16,7	79,0	0,043
2033	0	0		0	0	0	8,7	3	200,1	595	0,073	3,9	192,4	31,2	31,3	26,3	26,2	32,4	111,4	0,061
2034	0	0		0	0	0	8,7	3	195,2	790	0,097	3,8	187,6	29,1	30,3	25,3	25,2	30,2	141,7	0,077
2035	0	0		0	0	0	8,7	3	189,4	980	0,120	3,7	182,1	26,5	29,2	24,2	24,1	27,6	169,2	0,092
2036	0	0		0	0	0	8,7	3	183,3	1163	0,143	3,6	176,2	25,7	28,0	23,0	22,9	26,7	195,9	0,107
2037	0	0		0	0	0	8,7	3	177,2	1340	0,165	3,5	170,3	24,8	26,9	21,9	21,8	25,8	221,7	0,121
2038	0	0		0	0	0	8,7	3	171,4	1512	0,186	3,4	164,7	24,0	25,8	20,8	20,7	25,0	246,7	0,134

2039	0	0		0	0	0	8,7	3	166,0	1678	0,206	3,3	159,5	23,2	24,8	19,8	19,7	24,2	270,9	0,148
2040	0	0		0	0	0	8,7	3	161,0	1839	0,226	3,2	154,8	22,5	23,9	18,9	18,8	23,4	294,3	0,160
2041	1	0		1	0	0	11,6	4	169,5	2008	0,247	3,3	150,4	21,9	23,1	18,1	18,0	24,7	319,0	0,174
2042	0	0		0	0	0	11,6	4	202,5	2211	0,272	4,0	146,0	21,3	22,4	17,4	17,3	29,5	348,5	0,190
2043	0	0		0	0	0	11,6	4	195,7	2406	0,296	3,9	141,1	20,6	21,5	16,5	16,4	28,5	377,0	0,205
2044	0	0		0	0	0	11,6	4	189,2	2595	0,319	3,7	136,4	19,9	20,6	15,6	15,5	27,6	404,6	0,220
2045	1	0		1	0	0	14,5	5	194,4	2790	0,343	3,8	131,9	19,2	19,9	14,9	14,8	28,3	432,9	0,236
2046	0	0		0	0	0	14,5	5	220,9	3011	0,370	4,4	127,4	18,6	19,1	14,1	14,0	32,2	465,1	0,253
2047	0	0		0	0	0	14,5	5	212,2	3223	0,396	4,2	122,4	17,8	18,3	13,3	13,2	30,9	496,0	0,270
2048	0	0		0	0	0	14,5	5	203,9	3427	0,421	4,0	117,6	17,1	17,5	12,5	12,4	29,7	525,7	0,286
2049	0	0		0	0	0	14,5	5	195,9	3623	0,445	3,9	113,0	16,5	16,7	11,7	11,6	28,5	554,2	0,302
2050	0	0		0	0	0	14,5	5	188,4	3811	0,468	3,7	108,6	15,8	16,0	11,0	10,9	27,4	581,6	0,317
2051	0	0		0	0	0	14,5	5	181,1	3992	0,490	3,6	104,4	15,2	15,4	10,4	10,3	26,4	608,0	0,331
2052	0	0		0	0	0	14,5	5	174,0	4166	0,512	3,4	100,4	14,6	14,8	9,8	9,7	25,3	633,4	0,345
2053	0	0		0	0	0	14,5	5	167,3	4334	0,532	3,3	96,5	14,1	14,2	9,2	9,1	24,4	657,7	0,358
2054	0	0		0	0	0	14,5	5	160,7	4494	0,552	3,2	92,7	13,5	13,6	8,6	8,5	23,4	681,1	0,371
2055	0	0		0	0	0	14,5	5	154,4	4649	0,571	3,0	89,0	13,0	13,1	8,1	8,0	22,5	703,6	0,383
2056	0	0		0	0	0	14,5	5	148,3	4797	0,589	2,9	85,5	12,5	12,6	7,6	7,5	21,6	725,2	0,395
2057	0	0		0	0	0	14,5	5	142,3	4939	0,607	2,8	82,1	12,0	12,1	7,1	7,0	20,7	745,9	0,407
2058	0	0		0	0	0	14,5	5	136,6	5076	0,623	2,7	78,8	11,5	11,6	6,6	6,5	19,9	765,8	0,417
2059	0	0		0	0	0	14,5	5	131,0	5207	0,640	2,6	75,5	11,0	11,2	6,2	6,1	19,1	784,9	0,428
2060	0	0		0	0	0	14,5	5	125,5	5332	0,655	2,5	72,4	10,5	10,7	5,7	5,6	18,3	803,2	0,438
2061	0	0		0	0	0	14,5	5	120,2	5453	0,670	2,4	69,4	10,1	10,3	5,3	5,2	17,5	820,7	0,447
2062	0	0		0	0	0	14,5	5	115,1	5568	0,684	2,3	66,4	9,7	9,9	4,9	4,8	16,8	837,5	0,456
2063	0	0		0	0	0	14,5	5	110,1	5678	0,697	2,2	63,5	9,3	9,6	4,6	4,5	16,0	853,5	0,465
2064	0	0		0	0	0	14,5	5	105,3	5783	0,710	2,1	60,7	8,8	9,2	4,2	4,1	15,3	868,9	0,473
2065	0	0		0	0	0	14,5	5	100,6	5884	0,723	2,0	58,0	8,5	8,9	3,9	3,8	14,7	883,5	0,481
2066	0	0		0	0	0	14,5	5	96,0	5980	0,735	1,9	55,4	8,1	8,5	3,5	3,4	14,0	897,5	0,489
2067	0	0		0	0	0	14,5	5	91,6	6071	0,746	1,8	52,8	7,7	8,2	3,2	3,1	13,3	910,8	0,496
2068	0	0		0	0	0	14,5	5	87,3	6159	0,757	1,7	50,4	7,3	7,9	2,9	2,8	12,7	923,6	0,503
2069	0	0		0	0	0	14,5	5	83,2	6242	0,767	1,6	48,0	7,0	7,6	2,6	2,5	12,1	935,7	0,510
2070	0	0		0	0	0	14,5	5	79,1	6321	0,776	1,6	45,6	6,6	7,3	2,3	2,2	11,5	947,2	0,516
2071	0	0		0	0	0	14,5	5	75,2	6396	0,786	1,5	43,4	6,3	7,1	2,1	2,0	11,0	958,2	0,522

2072	0	0		0	0	0	14,5	5	71,5	6468	0,794	1,4	41,2	6,0	6,8	1,8	1,7	10,4	968,6	0,528
2073	0	0		0	0	0	14,5	5	67,8	6536	0,803	1,3	39,1	5,7	6,6	1,6	1,5	9,9	978,5	0,533
2074	0	0		0	0	0	14,5	5	64,3	6600	0,811	1,3	37,1	5,4	6,3	1,3	1,2	9,4	987,8	0,538
2075	0	0		0	0	0	14,5	5	60,9	6661	0,818	1,2	35,1	5,1	6,1	1,1	1,0	8,9	996,7	0,543
2076	0	0		0	0	0	14,5	5	57,7	6718	0,825	1,1	33,3	4,8	5,9	0,9	0,8	8,4	1005,1	0,548
2077	0	0		0	0	0	14,5	5	53,1	6772	0,832	1,0	30,6	4,5	5,7	1,2	1,1	7,7	1012,8	0,552
2078	0	0		0	0	0	14,5	5	50,4	6822	0,838	1,0	29,1	4,2	5,5	1,0	0,9	7,3	1020,2	0,556
2079	0	0		0	0	0	14,5	5	47,9	6870	0,844	0,9	27,6	4,0	5,3	0,8	0,7	7,0	1027,1	0,560
2080	0	0		0	0	0	14,5	5	45,4	6915	0,849	0,9	26,2	3,8	5,2	0,7	0,6	6,6	1033,8	0,563
2081	0	0		0	0	0	14,5	5	43,1	6958	0,855	0,8	24,8	3,6	5,0	0,5	0,4	6,3	1040,0	0,567
2082	0	0		0	0	0	14,5	5	38,7	6997	0,859	0,8	23,5	3,3	4,8	0,3	0,2	5,6	1045,7	0,570
2083	0	0		0	0	0	14,5	5	38,7	7036	0,864	0,8	22,3	3,3	4,7	0,2	0,1	5,6	1051,3	0,573
2084	0	0		0	0	0	14,5	5	36,6	7072	0,869	0,7	21,1	3,1	4,6	0,1	0,1	5,3	1056,6	0,576
2085	0	0		0	0	0	14,5	5	34,6	7107	0,873	0,7	20,0	2,9	4,4	0,1	0,1	5,0	1061,7	0,579

Таблица 3.1.8 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда. Объект Шн (Западно-Тепловское). Вариант 2

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод скважин из ликвидации, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Выбытие скважин		Перевод скважин				Фонд добывающих скважин на конец периода, ед.		Фонд нагнетательных скважин на конец периода, ед.	Среднегодовой дебит на 1 скважину, т/сут		Приемистость 1 нагнетательной скважины, м³/сут
	всего	добыв.	нагнет.					добыв.	нагнет.	на другой объект	из другого объекта	под нагнетание	из наблюдательного фонда	всего	мех.спос		нефти	жидкости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2027	1	1	0	0	0	1	2,9	0	0	0	0	0	0	1	1	0	60,0	91,0	0,0
2028	0	0	0	0	0	1	2,9	0	0	0	0	0	0	1	1	0	57,0	108,0	0,0
2029	0	0	0	0	0	1	2,9	0	0	0	0	0	0	1	1	0	54,2	132,9	0,0
2030	0	0	0	0	0	1	2,9	0	0	0	0	0	0	1	1	0	51,4	135,4	0,0
2031	0	0	0	0	0	1	2,9	0	0	0	0	0	0	1	1	0	48,9	137,8	0,0
2032	1	1	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	46,4	147,3	0,0
2033	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	44,1	93,7	0,0
2034	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	41,9	94,9	0,0
2035	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	39,8	95,9	0,0

2036	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	37,8	96,7	0,0
2037	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	35,9	97,4	0,0
2038	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	34,1	98,0	0,0
2039	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	32,4	98,4	0,0
2040	0	0	0	0	0	2	5,8	0	0	0	0	0	0	2	2	0	30,8	98,7	0,0
2041	1	1	0	0	0	3	8,7	0	0	0	0	0	0	3	3	0	29,3	100,8	0,0
2042	0	0	0	0	0	3	8,7	0	0	0	0	0	0	3	3	0	27,8	76,8	0,0
2043	0	0	0	0	0	3	8,7	0	0	0	0	0	0	3	3	0	26,4	76,8	0,0
2044	0	0	0	0	0	3	8,7	0	0	0	0	0	0	3	3	0	25,1	76,7	0,0
2045	1	1	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	23,8	69,3	0,0
2046	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	22,6	58,3	0,0
2047	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	21,5	58,3	0,0
2048	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	20,4	58,1	0,0
2049	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	19,4	57,8	0,0
2050	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	18,4	57,5	0,0
2051	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	17,5	57,0	0,0
2052	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	16,6	56,5	0,0
2053	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	15,8	56,0	0,0
2054	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	15,0	55,5	0,0
2055	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	14,3	54,9	0,0
2056	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	13,6	54,3	0,0
2057	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	12,9	53,7	0,0
2058	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	12,2	53,0	0,0
2059	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	11,6	65,4	0,0
2060	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	11,0	64,1	0,0
2061	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	10,5	62,7	0,0
2062	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	10,0	61,4	0,0
2063	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	9,5	60,1	0,0
2064	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	9,0	58,7	0,0
2065	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	8,5	57,5	0,0
2066	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	8,1	56,2	0,0
2067	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	7,7	54,9	0,0
2068	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	7,3	53,7	0,0
2069	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	7,0	52,5	0,0
2070	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	6,6	51,3	0,0
2071	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	6,3	50,1	0,0
2072	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	6,0	49,0	0,0
2073	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	5,7	47,8	0,0

2074	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	5,4	46,7	0,0
2075	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	5,1	45,6	0,0
2076	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,9	44,5	0,0
2077	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,6	43,5	0,0
2078	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,4	42,4	0,0
2079	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,2	41,4	0,0
2080	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	4,0	40,4	0,0
2081	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,8	39,4	0,0
2082	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,6	38,5	0,0
2083	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,4	37,5	0,0
2084	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,2	36,6	0,0
2085	0	0	0	0	0	4	11,6	0	0	0	0	0	0	4	4	0	3,1	35,7	0,0

Таблица 3.1.9 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основных показателей промышленной разработки. Объект Шн (Западно-Тепловское). Вариант 2

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора начальных извлекаемых запасов нефти, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов нефти, %	Коэффициент извлечения нефти, д.ед.	Годовая добыча жидкости, тыс.т		Накопленная добыча жидкости, тыс.т		Обводненность, %	Закачка воды, тыс.м³		Компенсация отборов жидкости закачкой, %	Добыча нефтяного газа, млн.м³	
		начальных	текущих				всего	мех.способом	всего	мех.способом		годо-вая	накоп-ленная		годо-вая	накоп-ленная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2027	11,0	1,1	1,1	11,0	1,1	0,003	16,6	16,6	16,6	16,6	34,1	0,0	0,0	0	2,3	2,3
2028	19,8	2,0	2,0	30,7	3,1	0,008	37,5	37,5	54,1	54,1	47,2	0,0	0,0	0	4,1	6,3
2029	18,8	1,9	1,9	49,5	4,9	0,013	46,1	46,1	100,1	100,1	59,3	0,0	0,0	0	3,9	10,2
2030	17,8	1,8	1,9	67,3	6,7	0,017	47,0	47,0	147,1	147,1	62,0	0,0	0,0	0	3,7	13,8
2031	16,9	1,7	1,8	84,3	8,4	0,021	47,8	47,8	194,9	194,9	64,5	0,0	0,0	0	3,5	17,3
2032	25,0	2,5	2,7	109,3	10,9	0,028	78,0	78,0	272,9	272,9	67,9	0,0	0,0	0	5,1	22,5
2033	30,6	3,1	3,4	139,9	14,0	0,036	65,0	65,0	337,8	337,8	52,9	0,0	0,0	0	6,3	28,7
2034	29,1	2,9	3,4	168,9	16,9	0,043	65,8	65,8	403,6	403,6	55,8	0,0	0,0	0	6,0	34,7
2035	27,6	2,8	3,3	196,5	19,6	0,050	66,5	66,5	470,1	470,1	58,5	0,0	0,0	0	5,7	40,4
2036	26,2	2,6	3,3	222,8	22,3	0,057	67,1	67,1	537,2	537,2	60,9	0,0	0,0	0	5,4	45,8
2037	24,9	2,5	3,2	247,7	24,8	0,063	67,6	67,6	604,8	604,8	63,1	0,0	0,0	0	5,1	50,9
2038	23,7	2,4	3,1	271,3	27,1	0,069	68,0	68,0	672,7	672,7	65,2	0,0	0,0	0	4,9	55,8
2039	22,5	2,2	3,1	293,8	29,4	0,075	68,3	68,3	741,0	741,0	67,1	0,0	0,0	0	4,6	60,4
2040	21,4	2,1	3,0	315,2	31,5	0,080	68,5	68,5	809,5	809,5	68,8	0,0	0,0	0	4,4	64,8
2041	25,9	2,6	3,8	341,1	34,1	0,087	88,3	88,3	897,8	897,8	70,7	0,0	0,0	0	5,3	70,1
2042	28,9	2,9	4,4	370,0	37,0	0,094	79,9	79,9	977,6	977,6	63,8	0,0	0,0	0	5,9	76,0

2043	27,5	2,7	4,4	397,5	39,7	0,101	79,9	79,9	1057,6	1057,6	65,6	0,0	0,0	0	5,6	81,7
2044	26,1	2,6	4,3	423,6	42,3	0,108	79,8	79,8	1137,4	1137,4	67,3	0,0	0,0	0	5,4	87,0
2045	29,4	2,9	5,1	453,0	45,3	0,115	84,7	84,7	1222,1	1222,1	65,3	0,0	0,0	0	6,0	93,1
2046	31,4	3,1	5,7	484,4	48,4	0,123	80,9	80,9	1303,0	1303,0	61,2	0,0	0,0	0	6,5	99,5
2047	29,8	3,0	5,8	514,2	51,4	0,131	80,9	80,9	1383,8	1383,8	63,1	0,0	0,0	0	6,1	105,7
2048	28,3	2,8	5,8	542,5	54,2	0,138	80,6	80,6	1464,5	1464,5	64,9	0,0	0,0	0	5,8	111,5
2049	26,9	2,7	5,9	569,5	56,9	0,145	80,2	80,2	1544,7	1544,7	66,4	0,0	0,0	0	5,5	117,0
2050	25,6	2,6	5,9	595,0	59,5	0,151	79,7	79,7	1624,4	1624,4	67,9	0,0	0,0	0	5,3	122,3
2051	24,3	2,4	6,0	619,3	61,9	0,157	79,1	79,1	1703,5	1703,5	69,3	0,0	0,0	0	5,0	127,3
2052	23,1	2,3	6,1	642,4	64,2	0,163	78,4	78,4	1781,9	1781,9	70,6	0,0	0,0	0	4,7	132,0
2053	21,9	2,2	6,1	664,4	66,4	0,169	77,7	77,7	1859,6	1859,6	71,8	0,0	0,0	0	4,5	136,5
2054	20,8	2,1	6,2	685,2	68,5	0,174	76,9	76,9	1936,5	1936,5	72,9	0,0	0,0	0	4,3	140,8
2055	19,8	2,0	6,3	705,0	70,5	0,179	76,1	76,1	2012,7	2012,7	74,0	0,0	0,0	0	4,1	144,9
2056	18,8	1,9	6,4	723,8	72,4	0,184	75,3	75,3	2087,9	2087,9	75,0	0,0	0,0	0	3,9	148,7
2057	17,9	1,8	6,5	741,6	74,1	0,188	74,4	74,4	2162,4	2162,4	76,0	0,0	0,0	0	3,7	152,4
2058	17,0	1,7	6,6	758,6	75,8	0,193	73,5	73,5	2235,9	2235,9	76,9	0,0	0,0	0	3,5	155,9
2059	16,1	1,6	6,7	774,7	77,4	0,197	90,8	90,8	2326,6	2326,6	82,2	0,0	0,0	0	3,3	159,2
2060	15,3	1,5	6,8	790,0	79,0	0,201	88,9	88,9	2415,5	2415,5	82,8	0,0	0,0	0	3,1	162,4
2061	14,5	1,5	6,9	804,6	80,4	0,204	87,0	87,0	2502,5	2502,5	83,3	0,0	0,0	0	3,0	165,3
2062	13,8	1,4	7,1	818,4	81,8	0,208	85,1	85,1	2587,6	2587,6	83,8	0,0	0,0	0	2,8	168,2
2063	13,1	1,3	7,2	831,6	83,1	0,211	83,3	83,3	2670,9	2670,9	84,2	0,0	0,0	0	2,7	170,9
2064	12,5	1,2	7,4	844,0	84,4	0,214	81,5	81,5	2752,4	2752,4	84,7	0,0	0,0	0	2,6	173,4
2065	11,9	1,2	7,6	855,9	85,6	0,217	79,7	79,7	2832,1	2832,1	85,1	0,0	0,0	0	2,4	175,9
2066	11,3	1,1	7,8	867,1	86,7	0,220	77,9	77,9	2910,0	2910,0	85,6	0,0	0,0	0	2,3	178,2
2067	10,7	1,1	8,0	877,8	87,8	0,223	76,2	76,2	2986,2	2986,2	86,0	0,0	0,0	0	2,2	180,4
2068	10,2	1,0	8,3	888,0	88,8	0,226	74,5	74,5	3060,7	3060,7	86,4	0,0	0,0	0	2,1	182,5
2069	9,7	1,0	8,6	897,6	89,7	0,228	72,8	72,8	3133,5	3133,5	86,7	0,0	0,0	0	2,0	184,5
2070	9,2	0,9	8,9	906,8	90,7	0,230	71,1	71,1	3204,7	3204,7	87,1	0,0	0,0	0	1,9	186,3
2071	8,7	0,9	9,3	915,5	91,5	0,233	69,5	69,5	3274,2	3274,2	87,5	0,0	0,0	0	1,8	188,1
2072	8,3	0,8	9,8	923,8	92,4	0,235	67,9	67,9	3342,1	3342,1	87,8	0,0	0,0	0	1,7	189,8
2073	7,9	0,8	10,3	931,7	93,1	0,237	66,3	66,3	3408,4	3408,4	88,1	0,0	0,0	0	1,6	191,5
2074	7,5	0,7	10,9	939,1	93,9	0,239	64,8	64,8	3473,2	3473,2	88,5	0,0	0,0	0	1,5	193,0
2075	7,1	0,7	11,6	946,2	94,6	0,240	63,3	63,3	3536,4	3536,4	88,8	0,0	0,0	0	1,5	194,4
2076	6,7	0,7	12,5	953,0	95,3	0,242	61,8	61,8	3598,2	3598,2	89,1	0,0	0,0	0	1,4	195,8
2077	6,4	0,6	13,5	959,4	95,9	0,244	60,3	60,3	3658,5	3658,5	89,4	0,0	0,0	0	1,3	197,1
2078	6,1	0,6	14,9	965,4	96,5	0,245	58,8	58,8	3717,3	3717,3	89,7	0,0	0,0	0	1,3	198,4
2079	5,8	0,6	16,6	971,2	97,1	0,247	57,4	57,4	3774,7	3774,7	89,9	0,0	0,0	0	1,2	199,6
2080	5,5	0,5	18,9	976,7	97,6	0,248	56,0	56,0	3830,8	3830,8	90,2	0,0	0,0	0	1,1	200,7

2081	5,2	0,5	22,1	981,9	98,2	0,249	54,7	54,7	3885,5	3885,5	90,5	0,0	0,0	0	1,1	201,8
2082	5,0	0,5	27,0	986,9	98,7	0,251	53,4	53,4	3938,8	3938,8	90,7	0,0	0,0	0	1,0	202,8
2083	4,7	0,5	35,1	991,6	99,1	0,252	52,0	52,0	3990,9	3990,9	91,0	0,0	0,0	0	1,0	203,8
2084	4,5	0,4	51,3	996,1	99,6	0,253	50,8	50,8	4041,7	4041,7	91,2	0,0	0,0	0	0,9	204,7
2085	4,2	0,4	100,0	1000,3	100,0	0,254	49,5	49,5	4091,2	4091,2	91,4	0,0	0,0	0	0,9	205,6

Таблица 3.1.10 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект IV (Восточно-Гремячинское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод с нижележащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м ³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м ³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м ³ /сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИГ, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2028	1	0	1	0	0	2,9	1	8,4	8	0,004	0,6	96,8	21,8	32,2	27,2	27,1	1,9	1,9	0,004
2029	0	0	0	0	0	2,9	1	32,8	41	0,020	2,4	94,6	21,3	31,4	26,4	26,3	7,4	9,3	0,020
2030	1	0	1	0	0	5,8	2	40,1	81	0,040	2,9	92,4	14,5	30,7	25,7	25,6	6,3	15,6	0,034
2031	0	0	0	0	0	5,8	2	62,3	144	0,071	4,5	89,8	14,1	29,7	24,7	24,6	9,8	25,4	0,055
2032	0	0	0	0	0	5,8	2	59,6	203	0,100	4,3	85,9	13,5	28,4	23,4	23,3	9,4	34,8	0,076
2033	1	0	1	0	0	8,7	3	63,7	267	0,131	4,6	81,7	12,8	27,0	22,0	21,9	10,0	44,8	0,098
2034	0	0	0	0	0	8,7	3	80,4	347	0,171	5,8	77,3	12,2	25,5	20,5	20,4	12,6	57,4	0,125
2035	0	0	0	0	0	8,7	3	75,2	422	0,208	5,4	72,3	11,4	23,8	18,8	18,7	11,8	69,3	0,151
2036	0	0	0	0	0	8,7	3	70,3	493	0,242	5,1	67,6	10,6	22,3	17,3	17,2	11,1	80,3	0,175
2037	0	0	0	0	0	8,7	3	66,1	559	0,275	4,7	63,6	10,0	21,0	16,0	15,9	10,4	90,7	0,198
2038	0	0	0	0	0	8,7	3	62,4	621	0,305	4,5	60,0	9,4	19,9	14,9	14,8	9,8	100,5	0,219
2039	0	0	0	0	0	8,7	3	59,1	680	0,334	4,2	56,9	8,9	18,9	13,9	13,8	9,3	109,8	0,239
2040	0	0	0	0	0	8,7	3	56,1	737	0,362	4,0	54,0	8,5	18,0	13,0	12,9	8,8	118,7	0,259
2041	0	0	0	0	0	8,7	3	53,4	790	0,388	3,8	51,3	8,1	17,1	12,1	12,0	8,4	127,1	0,277
2042	0	0	0	0	0	8,7	3	50,8	841	0,413	3,6	48,8	7,7	16,4	11,4	11,3	8,0	135,1	0,294
2043	0	0	0	0	0	8,7	3	48,3	889	0,437	3,5	46,4	7,3	15,6	10,6	10,5	7,6	142,7	0,311
2044	0	0	0	0	0	8,7	3	46,0	935	0,459	3,3	44,2	7,0	15,0	10,0	9,9	7,2	149,9	0,327
2045	0	0	0	0	0	8,7	3	43,9	979	0,481	3,1	42,2	6,6	14,3	9,3	9,2	6,9	156,8	0,342
2046	0	0	0	0	0	8,7	3	41,8	1021	0,502	3,0	40,2	6,3	13,8	8,8	8,7	6,6	163,4	0,356
2047	0	0	0	0	0	8,7	3	39,8	1061	0,521	2,9	38,3	6,0	13,2	8,2	8,1	6,3	169,6	0,370
2048	0	0	0	0	0	8,7	3	38,0	1099	0,540	2,7	36,5	5,7	12,7	7,7	7,6	6,0	175,6	0,383
2049	0	0	0	0	0	8,7	3	36,2	1135	0,558	2,6	34,8	5,5	12,2	7,2	7,1	5,7	181,3	0,395

2050	0	0	0	0	0	8,7	3	34,5	1169	0,575	2,5	33,2	5,2	11,7	6,7	6,6	5,4	186,7	0,407
2051	0	0	0	0	0	8,7	3	32,9	1202	0,591	2,4	31,6	5,0	11,2	6,2	6,1	5,2	191,9	0,418
2052	0	0	0	0	0	8,7	3	31,3	1233	0,606	2,3	30,1	4,7	10,8	5,8	5,7	4,9	196,8	0,429
2053	0	0	0	0	0	8,7	3	29,9	1263	0,621	2,1	28,7	4,5	10,4	5,4	5,3	4,7	201,5	0,439
2054	0	0	0	0	0	8,7	3	28,5	1292	0,635	2,0	27,3	4,3	10,0	5,0	4,9	4,5	206,0	0,449
2055	0	0	0	0	0	8,7	3	27,1	1319	0,648	1,9	26,0	4,1	9,6	4,6	4,5	4,3	210,3	0,458
2056	0	0	0	0	0	8,7	3	25,8	1345	0,661	1,9	24,8	3,9	9,3	4,3	4,2	4,1	214,3	0,467
2057	0	0	0	0	0	8,7	3	24,5	1369	0,673	1,8	23,6	3,7	8,9	3,9	3,8	3,9	218,2	0,475
2058	0	0	0	0	0	8,7	3	23,4	1393	0,684	1,7	22,4	3,5	8,6	3,6	3,5	3,7	221,9	0,483
2059	0	0	0	0	0	8,7	3	22,2	1415	0,695	1,6	21,3	3,4	8,3	3,3	3,2	3,5	225,4	0,491
2060	0	0	0	0	0	8,7	3	21,1	1436	0,706	1,5	20,3	3,2	8,0	3,0	2,9	3,3	228,7	0,498
2061	0	0	0	0	0	8,7	3	20,1	1456	0,715	1,4	19,3	3,0	7,7	2,7	2,6	3,2	231,8	0,505
2062	0	0	0	0	0	8,7	3	19,1	1475	0,725	1,4	18,3	2,9	7,4	2,4	2,3	3,0	234,8	0,512
2063	0	0	0	0	0	8,7	3	18,1	1493	0,734	1,3	17,4	2,7	7,2	2,2	2,1	2,8	237,7	0,518
2064	0	0	0	0	0	8,7	3	17,2	1510	0,742	1,2	16,5	2,6	6,9	1,9	1,8	2,7	240,4	0,524
2065	0	0	0	0	0	8,7	3	16,3	1527	0,750	1,2	15,6	2,5	6,7	1,7	1,6	2,6	242,9	0,529
2066	0	0	0	0	0	8,7	3	15,4	1542	0,758	1,1	14,8	2,3	6,5	1,5	1,4	2,4	245,4	0,535
2067	0	0	0	0	0	8,7	3	14,6	1557	0,765	1,1	14,1	2,2	6,3	1,3	1,2	2,3	247,7	0,540
2068	0	0	0	0	0	8,7	3	13,9	1570	0,772	1,0	13,3	2,1	6,1	1,1	1,0	2,2	249,8	0,544
2069	0	0	0	0	0	8,7	3	13,1	1584	0,778	0,9	12,6	2,0	5,9	0,9	0,8	2,1	251,9	0,549
2070	0	0	0	0	0	8,7	3	12,4	1596	0,784	0,9	11,9	1,9	5,7	0,7	0,6	2,0	253,9	0,553
2071	0	0	0	0	0	8,7	3	11,7	1608	0,790	0,8	11,3	1,8	5,5	0,5	0,4	1,8	255,7	0,557
2072	0	0	0	0	0	8,7	3	11,1	1619	0,795	0,8	10,7	1,7	5,3	0,3	0,2	1,7	257,5	0,561
2073	0	0	0	0	0	8,7	3	10,5	1629	0,801	0,8	10,1	1,6	5,2	0,2	0,1	1,7	259,1	0,564
2074	0	0	0	0	0	8,7	3	9,8	1639	0,805	0,7	9,4	1,5	5,0	0,5	0,4	1,5	260,6	0,568
2075	0	0	0	0	0	8,7	3	9,3	1648	0,810	0,7	9,0	1,4	4,9	0,4	0,3	1,5	262,1	0,571
2076	0	0	0	0	0	8,7	3	8,8	1657	0,814	0,6	8,5	1,3	4,8	0,3	0,2	1,4	263,5	0,574
2077	0	0	0	0	0	8,7	3	8,4	1666	0,819	0,6	8,1	1,3	4,6	0,1	0,0	1,3	264,8	0,577

Таблица 3.1.11 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект V (Гремячинское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод с нижележащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м ³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м ³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м ³ /сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2042	0	0	0	1	0	0	1	20,4	20	0,044	10,2	47,0	10,6	31,5	26,5	26,4	4,6	4,6	0,044
2043	0	0	0	0	0	0	1	15,3	36	0,077	7,7	44,1	6,5	29,3	24,3	24,2	2,2	6,8	0,066
2044	0	0	0	0	0	0	1	14,4	50	0,109	7,2	41,6	5,5	27,7	22,7	22,6	1,9	8,7	0,084
2045	0	0	0	0	0	0	1	13,7	64	0,138	6,8	39,4	5,2	26,2	21,2	21,1	1,8	10,5	0,101
2046	0	0	0	0	0	0	1	13,0	77	0,166	6,5	37,4	4,9	24,9	19,9	19,8	1,7	12,2	0,117
2047	0	0	0	0	0	0	1	12,4	89	0,193	6,2	35,8	4,7	23,9	18,9	18,8	1,6	13,8	0,133
2048	0	0	0	0	0	0	1	11,9	101	0,219	6,0	34,3	4,5	22,9	17,9	17,8	1,6	15,4	0,148
2049	0	0	0	0	0	0	1	11,4	112	0,244	5,7	33,0	4,3	22,1	17,1	17,0	1,5	16,9	0,163
2050	0	0	0	0	0	0	1	11,0	123	0,268	5,5	31,8	4,2	21,3	16,3	16,2	1,4	18,3	0,176
2051	0	0	0	0	0	0	1	10,6	134	0,291	5,3	30,7	4,0	20,6	15,6	15,5	1,4	19,7	0,190
2052	0	0	0	0	0	0	1	10,3	144	0,313	5,2	29,6	3,9	20,0	15,0	14,9	1,3	21,1	0,203
2053	0	0	0	0	0	0	1	9,9	154	0,335	5,0	28,7	3,8	19,3	14,3	14,2	1,3	22,4	0,215
2054	0	0	0	0	0	0	1	9,6	164	0,356	4,8	27,7	3,6	18,8	13,8	13,7	1,3	23,7	0,227
2055	0	0	0	0	0	0	1	9,3	173	0,376	4,7	26,9	3,5	18,2	13,2	13,1	1,2	24,9	0,239
2056	0	0	0	0	0	0	1	9,0	182	0,395	4,5	26,0	3,4	17,7	12,7	12,6	1,2	26,1	0,251
2057	0	0	0	0	0	0	1	8,8	191	0,414	4,4	25,2	3,3	17,2	12,2	12,1	1,1	27,2	0,262
2058	0	0	0	0	0	0	1	8,5	200	0,433	4,3	24,5	3,2	16,8	11,8	11,7	1,1	28,3	0,272
2059	0	0	0	0	0	0	1	8,2	208	0,451	4,1	23,7	3,1	16,3	11,3	11,2	1,1	29,4	0,283
2060	0	0	0	0	0	0	1	8,0	216	0,468	4,0	23,0	3,0	15,9	10,9	10,8	1,0	30,4	0,293
2061	0	0	0	0	0	0	1	7,8	224	0,485	3,9	22,4	2,9	15,5	10,5	10,4	1,0	31,5	0,302
2062	0	0	0	0	0	0	1	7,5	231	0,501	3,8	21,7	2,8	15,1	10,1	10,0	1,0	32,4	0,312
2063	0	0	0	0	0	0	1	7,3	238	0,517	3,7	21,1	2,8	14,7	9,7	9,6	1,0	33,4	0,321
2064	0	0	0	0	0	0	1	7,1	245	0,532	3,6	20,4	2,7	14,3	9,3	9,2	0,9	34,3	0,330
2065	0	0	0	0	0	0	1	6,9	252	0,547	3,5	19,9	2,6	13,9	8,9	8,8	0,9	35,2	0,339
2066	0	0	0	0	0	0	1	6,7	259	0,562	3,4	19,3	2,5	13,6	8,6	8,5	0,9	36,1	0,347
2067	0	0	0	0	0	0	1	6,5	265	0,576	3,3	18,7	2,5	13,3	8,3	8,2	0,9	37,0	0,355
2068	0	0	0	0	0	0	1	6,3	272	0,590	3,2	18,2	2,4	12,9	7,9	7,8	0,8	37,8	0,363

Продолжение таблицы 3.1.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2069	0	0	0	0	0	0	1	6,1	278	0,603	3,1	17,7	2,3	12,6	7,6	7,5	0,8	38,6	0,371
2070	0	0	0	0	0	0	1	5,9	284	0,616	3,0	17,2	2,2	12,3	7,3	7,2	0,8	39,4	0,379
2071	0	0	0	0	0	0	1	5,8	290	0,628	2,9	16,7	2,2	12,0	7,0	6,9	0,8	40,1	0,386
2072	0	0	0	0	0	0	1	5,6	295	0,640	2,8	16,2	2,1	11,7	6,7	6,6	0,7	40,9	0,393
2073	0	0	0	0	0	0	1	5,4	301	0,652	2,7	15,7	2,1	11,5	6,5	6,4	0,7	41,6	0,400
2074	0	0	0	0	0	0	1	5,3	306	0,664	2,7	15,3	2,0	11,2	6,2	6,1	0,7	42,3	0,406
2075	0	0	0	0	0	0	1	5,1	311	0,675	2,6	14,8	1,9	10,9	5,9	5,8	0,7	42,9	0,413
2076	0	0	0	0	0	0	1	5,0	316	0,686	2,5	14,4	1,9	10,7	5,7	5,6	0,7	43,6	0,419
2077	0	0	0	0	0	0	1	4,8	321	0,696	2,4	14,0	1,8	10,4	5,4	5,3	0,6	44,2	0,425
2078	0	0	1	1	0	0	1	1,2	322	0,699	0,6	13,6	1,8	10,2	5,2	5,1	0,2	44,4	0,427
2079	0	0	0	0	0	0	1	4,7	327	0,709	2,3	13,5	1,8	10,2	5,2	5,1	0,6	45,0	0,433
2080	0	0	0	0	0	0	1	4,5	331	0,719	2,3	13,1	1,7	9,9	4,9	4,8	0,6	45,6	0,438
2081	0	0	0	0	0	0	1	4,4	336	0,728	2,2	12,7	1,7	9,7	4,7	4,6	0,6	46,2	0,444
2082	0	0	0	0	0	0	1	4,3	340	0,738	2,1	12,3	1,6	9,5	4,5	4,4	0,6	46,7	0,449
2083	0	0	0	0	0	0	1	4,1	344	0,747	2,1	12,0	1,6	9,3	4,3	4,2	0,5	47,3	0,455
2084	0	0	0	0	0	0	1	4,0	348	0,755	2,0	11,6	1,5	9,1	4,1	4,0	0,5	47,8	0,460
2085	0	0	0	0	0	0	1	3,9	352	0,764	2,0	11,3	1,5	8,9	3,9	3,8	0,5	48,3	0,465

Таблица 3.1.12 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект VI (Гремячинское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из ликвидации	Всего ввод скважин	Перевод на выше-лежащий горизонт, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м³/сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИГ, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2029	1	0		1	0	0	2,9	1	8,1	8	0,002	0,3	93,4	21,1	32,4	27,4	27,3	1,8	1,8	0,002
2030	0	0		0	0	0	2,9	1	31,9	40	0,008	1,1	91,9	20,7	31,7	26,7	26,6	7,2	9,0	0,008
2031	1	0		1	0	0	5,8	2	39,4	79	0,016	1,3	90,9	20,5	31,2	26,2	26,1	8,9	17,9	0,016
2032	1	0		1	0	0	8,7	3	70,3	150	0,031	2,4	90,1	14,3	30,8	25,8	25,7	11,1	29,0	0,026
2033	0	0		0	0	0	8,7	3	92,3	242	0,050	3,1	88,8	13,7	30,2	25,2	25,1	14,2	43,3	0,039
2034	0	0		0	0	0	8,7	3	90,5	332	0,068	3,0	87,0	12,8	29,4	24,4	24,3	13,3	56,6	0,052

2035	0	0		0	0	0	8,7	3	88,4	421	0,087	3,0	85,0	12,5	28,5	23,5	23,4	13,0	69,6	0,064
2036	0	0		0	0	0	8,7	3	86,3	507	0,104	2,9	83,0	12,2	27,6	22,6	22,5	12,7	82,3	0,075
2037	1	0		1	0	0	11,6	4	91,2	598	0,123	3,1	81,0	11,9	26,7	21,7	21,6	13,4	95,8	0,087
2038	0	0	1	1	0	0	11,6	5	116,4	715	0,147	3,9	79,0	11,6	25,9	20,9	20,8	17,1	112,9	0,103
2039	0	0		0	0	0	11,6	5	132,9	848	0,174	4,5	76,6	11,3	24,9	19,9	19,8	19,6	132,5	0,121
2040	1	0		1	0	0	14,5	6	134,8	982	0,202	4,5	74,0	10,9	23,8	18,8	18,7	19,9	152,3	0,139
2041	0	0		0	0	0	14,5	6	148,6	1131	0,233	5,0	71,4	10,5	22,8	17,8	17,7	21,9	174,2	0,159
2042	0	0		0	1	0	14,5	6	142,9	1274	0,262	4,8	68,7	10,1	21,7	16,7	16,6	21,1	195,3	0,178
2043	0	0		0	0	0	14,5	6	137,5	1412	0,290	4,6	66,1	9,7	20,7	15,7	15,6	20,3	215,5	0,197
2044	0	0		0	0	0	14,5	6	132,5	1544	0,318	4,5	63,7	9,4	19,7	14,7	14,6	19,5	235,0	0,214
2045	0	0		0	0	0	14,5	6	127,8	1672	0,344	4,3	61,4	9,0	18,9	13,9	13,8	18,8	253,8	0,232
2046	0	0		0	0	0	14,5	6	123,3	1795	0,369	4,1	59,2	8,7	18,1	13,1	13,0	18,2	272,0	0,248
2047	0	0		0	0	0	14,5	6	119,0	1914	0,394	4,0	57,2	8,4	17,4	12,4	12,3	17,5	289,5	0,264
2048	0	0		0	0	0	14,5	6	114,8	2029	0,417	3,9	55,2	8,1	16,7	11,7	11,6	16,9	306,4	0,280
2049	0	0		0	0	0	14,5	6	110,8	2140	0,440	3,7	53,3	7,8	16,0	11,0	10,9	16,3	322,8	0,294
2050	0	0		0	0	0	14,5	6	107,0	2247	0,462	3,6	51,4	7,6	15,4	10,4	10,3	15,8	338,5	0,309
2051	0	0		0	0	0	14,5	6	103,3	2350	0,483	3,5	49,6	7,3	14,8	9,8	9,7	15,2	353,7	0,323
2052	0	0		0	0	0	14,5	6	99,6	2450	0,504	3,3	47,9	7,1	14,2	9,2	9,1	14,7	368,4	0,336
2053	0	0		0	0	0	14,5	6	96,1	2546	0,524	3,2	46,2	6,8	13,7	8,7	8,6	14,2	382,6	0,349
2054	0	0		0	0	0	14,5	6	92,7	2638	0,543	3,1	44,5	6,6	13,1	8,1	8,0	13,7	396,2	0,362
2055	0	0		0	0	0	14,5	6	89,3	2728	0,561	3,0	42,9	6,3	12,7	7,7	7,6	13,2	409,4	0,374
2056	0	0		0	0	0	14,5	6	86,1	2814	0,579	2,9	41,4	6,1	12,2	7,2	7,1	12,7	422,0	0,385
2057	0	0		0	0	0	14,5	6	82,9	2897	0,596	2,8	39,8	5,9	11,7	6,7	6,6	12,2	434,3	0,396
2058	0	0		0	0	0	14,5	6	79,8	2976	0,612	2,7	38,3	5,6	11,3	6,3	6,2	11,7	446,0	0,407
2059	0	0		0	0	0	14,5	6	76,7	3053	0,628	2,6	36,9	5,4	10,8	5,8	5,7	11,3	457,3	0,417
2060	0	0		0	0	0	14,5	6	73,8	3127	0,643	2,5	35,5	5,2	10,4	5,4	5,3	10,9	468,2	0,427
2061	0	0		0	0	0	14,5	6	70,9	3198	0,658	2,4	34,1	5,0	10,1	5,1	5,0	10,4	478,6	0,437
2062	0	0		0	0	0	14,5	6	68,0	3266	0,672	2,3	32,7	4,8	9,7	4,7	4,6	10,0	488,6	0,446
2063	0	0		0	0	0	14,5	6	65,2	3331	0,685	2,2	31,4	4,6	9,3	4,3	4,2	9,6	498,2	0,455
2064	0	0		0	0	0	14,5	6	62,5	3394	0,698	2,1	30,1	4,4	9,0	4,0	3,9	9,2	507,4	0,463
2065	0	0		0	0	0	14,5	6	59,9	3454	0,710	2,0	28,8	4,2	8,6	3,6	3,5	8,8	516,3	0,471
2066	0	0		0	0	0	14,5	6	57,3	3511	0,722	1,9	27,5	4,1	8,3	3,3	3,2	8,4	524,7	0,479
2067	0	0		0	0	0	14,5	6	54,8	3566	0,733	1,8	26,3	3,9	8,0	3,0	2,9	8,1	532,8	0,486
2068	0	0		0	0	0	14,5	6	52,3	3618	0,744	1,8	25,1	3,7	7,7	2,7	2,6	7,7	540,5	0,493
2069	0	0		0	0	0	14,5	6	49,9	3668	0,754	1,7	24,0	3,5	7,4	2,4	2,3	7,3	547,8	0,500
2070	0	0		0	0	0	14,5	6	47,5	3715	0,764	1,6	22,9	3,4	7,1	2,1	2,0	7,0	554,8	0,506
2071	0	0		0	0	0	14,5	6	45,2	3761	0,773	1,5	21,8	3,2	6,9	1,9	1,8	6,7	561,5	0,512

2072	0	0		0	0	0	14,5	6	43,1	3804	0,782	1,4	20,7	3,0	6,6	1,6	1,5	6,3	567,8	0,518
2073	0	0		0	0	0	14,5	6	40,9	3845	0,791	1,4	19,7	2,9	6,4	1,4	1,3	6,0	573,9	0,524
2074	0	0		0	0	0	14,5	6	38,8	3883	0,799	1,3	18,7	2,7	6,2	1,2	1,1	5,7	579,6	0,529
2075	0	0		0	0	0	14,5	6	36,8	3920	0,806	1,2	17,7	2,6	5,9	0,9	0,8	5,4	585,0	0,534
2076	0	0		0	0	0	14,5	6	34,8	3955	0,813	1,2	16,7	2,5	5,7	0,7	0,6	5,1	590,1	0,538
2077	0	0		0	0	0	14,5	6	33,0	3988	0,820	1,1	15,8	2,3	5,5	0,5	0,4	4,9	595,0	0,543
2078	0	0		0	0	0	14,5	6	31,1	4019	0,827	1,0	15,0	2,2	5,3	0,3	0,2	4,6	599,6	0,547
2079	0	0		0	0	0	14,5	6	29,4	4048	0,833	1,0	14,1	2,1	5,2	0,2	0,1	4,3	603,9	0,551
2080	0	0		0	0	0	14,5	6	27,7	4076	0,838	0,9	13,3	2,0	5,0	0,2	0,1	4,1	608,0	0,555
2081	0	0		0	0	0	14,5	6	26,1	4102	0,844	0,9	12,5	1,8	4,8	0,2	0,1	3,8	611,8	0,558
2082	0	0		0	0	0	14,5	6	24,5	4127	0,849	0,8	11,8	1,7	4,7	0,2	0,1	3,6	615,4	0,562
2083	0	0		0	0	0	14,5	6	23,0	4150	0,854	0,8	11,1	1,6	4,5	0,2	0,1	3,4	618,8	0,565
2084	0	0		0	0	0	14,5	6	21,6	4171	0,858	0,7	10,4	1,5	4,4	0,2	0,1	3,2	622,0	0,568
2085	0	0		0	0	0	14,5	6	20,3	4192	0,862	0,7	9,7	1,4	4,3	0,2	0,1	3,0	625,0	0,570

Таблица 3.1.13 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект VII (Ульяновское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из ликвидации	Всего ввод скважин	Перевод с ниже-лежащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м³/сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИГ, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
2035	0	0	1	1	0	0	0	1	9,4	9	0,003	1,4	108,4	9,5	31,9	26,9	26,8	0,8	0,8	0,001
2036	0	0	0	0	0	0	0	1	35,6	45	0,012	5,3	102,6	9,0	29,9	24,9	24,8	3,1	4,0	0,005
2037	0	0	0	0	0	0	0	1	33,5	78	0,021	5,0	96,5	8,5	27,9	22,9	22,8	2,9	6,9	0,008
2038	1	0	0	1	0	0	2,9	2	39,2	118	0,155	5,8	90,4	8,0	26,0	21,0	20,9	3,4	10,4	0,157
2039	0	0	0	0	0	0	2,9	2	58,3	176	0,232	8,7	84,0	7,4	23,9	18,9	18,8	5,1	15,5	0,235
2040	0	0	0	0	0	0	2,9	2	52,5	228	0,301	7,8	75,7	5,2	21,4	16,4	16,3	3,6	19,1	0,289
2041	0	0	0	0	0	0	2,9	2	47,3	276	0,364	7,0	68,2	3,4	19,2	14,2	14,1	2,3	21,4	0,324
2042	0	0	0	0	0	0	2,9	2	43,0	319	0,420	6,4	62,0	2,3	17,4	12,4	12,3	1,6	23,0	0,348
2043	0	0	1	1	0	0	2,9	3	44,2	363	0,479	6,6	56,6	1,6	15,9	10,9	10,8	1,2	24,2	0,367
2044	0	0	0	0	0	0	2,9	3	53,3	416	0,549	7,9	51,2	1,1	14,5	9,5	9,4	1,2	25,4	0,385
2045	0	0	1	1	0	0	2,9	4	50,3	467	0,615	7,5	44,7	0,8	12,7	7,7	7,6	0,9	26,2	0,398

2046	0	0	0	0	0	0	2,9	4	53,3	520	0,686	7,9	38,5	0,6	11,2	6,2	6,1	0,8	27,1	0,410
2047	0	0	0	0	0	0	2,9	4	43,9	564	0,744	6,5	31,7	0,5	9,5	4,5	4,4	0,7	27,7	0,420
2048	0	0	0	0	0	0	2,9	4	36,1	600	0,791	5,4	26,0	0,5	8,1	3,1	3,0	0,6	28,4	0,430
2049	0	0	0	0	0	0	2,9	4	29,3	629	0,830	4,4	21,1	0,4	7,0	2,0	1,9	0,6	28,9	0,438
2050	0	0	0	0	0	0	2,9	4	23,6	653	0,861	3,5	17,0	0,4	6,1	1,1	1,0	0,5	29,5	0,447
2051	0	0	0	0	0	0	2,9	4	18,8	671	0,886	2,8	13,5	0,3	5,3	0,3	0,2	0,5	29,9	0,454

Таблица 3.1.14 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект VIII (Цыгановское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Всего ввод скважин	Перевод с нижележащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м³/сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИГ, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2040	1	0	1	0	0	2,9	1	0,5	1	0,003	1,7	6,0	0,53	30,6	25,6	25,5	0,0	0,0	0,003
2041	0	0	0	0	0	2,9	1	1,9	2	0,013	6,2	5,6	0,49	29,3	24,3	24,2	0,2	0,2	0,014
2042	0	0	0	0	0	2,9	1	1,9	4	0,023	6,1	5,5	0,48	28,5	23,5	23,4	0,2	0,4	0,024
2043	0	0	0	0	0	2,9	1	1,9	6	0,033	6,0	5,4	0,47	28,0	23,0	22,9	0,2	0,5	0,034
2044	0	0	0	0	0	2,9	1	1,8	8	0,043	5,9	5,3	0,46	27,5	22,5	22,4	0,2	0,7	0,044
2045	0	0	0	0	0	2,9	1	1,8	10	0,053	5,8	5,2	0,46	27,1	22,1	22,0	0,2	0,9	0,054
2046	0	0	0	0	0	2,9	1	1,8	12	0,062	5,7	5,1	0,45	26,7	21,7	21,6	0,2	1,0	0,064
2047	0	0	0	0	0	2,9	1	1,8	13	0,072	5,6	5,1	0,44	26,3	21,3	21,2	0,2	1,2	0,074
2048	0	0	0	0	0	2,9	1	1,7	15	0,081	5,5	5,0	0,44	25,9	20,9	20,8	0,2	1,3	0,083
2049	0	0	0	0	0	2,9	1	1,7	17	0,090	5,5	4,9	0,43	25,6	20,6	20,5	0,2	1,5	0,093
2050	0	0	0	0	0	2,9	1	1,7	19	0,099	5,4	4,9	0,43	25,3	20,3	20,2	0,1	1,6	0,102
2051	0	0	0	0	0	2,9	1	1,7	20	0,108	5,3	4,8	0,42	24,9	19,9	19,8	0,1	1,8	0,111
2052	0	0	0	0	0	2,9	1	1,6	22	0,117	5,3	4,7	0,42	24,6	19,6	19,5	0,1	1,9	0,120
2053	0	0	0	0	0	2,9	1	1,6	23	0,125	5,2	4,7	0,41	24,3	19,3	19,2	0,1	2,1	0,129
2054	0	0	0	0	0	2,9	1	1,6	25	0,134	5,1	4,6	0,41	24,0	19,0	18,9	0,1	2,2	0,138
2055	0	0	0	0	0	2,9	1	1,6	27	0,142	5,1	4,6	0,40	23,8	18,8	18,7	0,1	2,3	0,146
2056	0	0	0	0	0	2,9	1	1,6	28	0,151	5,0	4,5	0,40	23,5	18,5	18,4	0,1	2,5	0,155
2057	0	0	0	0	0	2,9	1	1,5	30	0,159	5,0	4,5	0,39	23,2	18,2	18,1	0,1	2,6	0,164
2058	0	0	0	0	0	2,9	1	1,5	31	0,167	4,9	4,4	0,39	23,0	18,0	17,9	0,1	2,8	0,172
2059	0	0	0	0	0	2,9	1	1,5	33	0,175	4,8	4,4	0,38	22,7	17,7	17,6	0,1	2,9	0,180
2060	0	0	0	0	0	2,9	1	1,5	34	0,183	4,8	4,3	0,38	22,5	17,5	17,4	0,1	3,0	0,188

2061	0	0	0	0	0	2,9	1	1,5	36	0,191	4,7	4,3	0,38	22,2	17,2	17,1	0,1	3,1	0,197
2062	0	0	0	0	0	2,9	1	1,5	37	0,199	4,7	4,2	0,37	22,0	17,0	16,9	0,1	3,3	0,205
2063	0	0	0	0	0	2,9	1	1,4	39	0,207	4,6	4,2	0,37	21,8	16,8	16,7	0,1	3,4	0,213
2064	0	0	0	0	0	2,9	1	1,4	40	0,214	4,6	4,1	0,36	21,6	16,6	16,5	0,1	3,5	0,221
2065	0	0	0	0	0	2,9	1	1,4	42	0,222	4,5	4,1	0,36	21,3	16,3	16,2	0,1	3,7	0,228
2066	0	0	0	0	0	2,9	1	1,4	43	0,230	4,5	4,1	0,36	21,1	16,1	16,0	0,1	3,8	0,236
2067	0	0	0	0	0	2,9	1	1,4	44	0,237	4,4	4,0	0,35	20,9	15,9	15,8	0,1	3,9	0,244
2068	0	0	0	0	0	2,9	1	1,4	46	0,244	4,4	4,0	0,35	20,7	15,7	15,6	0,1	4,0	0,251
2069	0	0	0	0	0	2,9	1	1,4	47	0,252	4,4	3,9	0,35	20,5	15,5	15,4	0,1	4,1	0,259
2070	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	48	0,259	4,3	3,9	0,34	20,3	15,3	15,2	0,1	4,3	0,266
2071	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	50	0,266	4,3	3,9	0,34	20,1	15,1	15,0	0,1	4,4	0,274
2072	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	51	0,273	4,2	3,8	0,34	19,9	14,9	14,8	0,1	4,5	0,281
2073	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	52	0,280	4,2	3,8	0,33	19,8	14,8	14,7	0,1	4,6	0,288
2074	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	54	0,287	4,2	3,7	0,33	19,6	14,6	14,5	0,1	4,7	0,295
2075	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	55	0,294	4,1	3,7	0,33	19,4	14,4	14,3	0,1	4,8	0,302
2076	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	56	0,301	4,1	3,7	0,32	19,2	14,2	14,1	0,1	4,9	0,309
2077	0	0	0	0	0	2,9	1	1,3	57	0,307	4,0	3,6	0,32	19,0	14,0	13,9	0,1	5,1	0,316
2078	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	59	0,314	4,0	3,6	0,32	18,9	13,9	13,8	0,1	5,2	0,323
2079	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	60	0,321	4,0	3,6	0,31	18,7	13,7	13,6	0,1	5,3	0,330
2080	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	61	0,327	3,9	3,5	0,31	18,5	13,5	13,4	0,1	5,4	0,337
2081	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	62	0,334	3,9	3,5	0,31	18,4	13,4	13,3	0,1	5,5	0,343
2082	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	64	0,340	3,8	3,5	0,31	18,2	13,2	13,1	0,1	5,6	0,350
2083	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	65	0,347	3,8	3,4	0,30	18,1	13,1	13,0	0,1	5,7	0,356
2084	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	66	0,353	3,8	3,4	0,30	17,9	12,9	12,8	0,1	5,8	0,363
2085	0	0	0	0	0	2,9	1	1,2	67	0,359	3,7	3,4	0,30	17,7	12,7	12,6	0,1	5,9	0,369

Таблица 3.1.15 – Месторождение Тепловско-Токаревское. Характеристика основного фонда и основных показателей промышленной разработки. Объект IX (Токаревское). Вариант 2

Годы	Ввод скважин из бурения	Ввод скважин из консервации	Ввод скважин из ликвидации	Всего ввод скважин	Перевод с нижележащего горизонта, ед.	Выбытие скважин	Эксплуатационное бурение с начала разработки, тыс.м	Фонд скважин с начала разработки	Добыча сырого газа, млн.м³	Накопленная добыча сырого газа, млн.м³	КИГ, д.ед.	Темп отбора от НИЗ, %	Дебит газа, тыс.м³/сут	Дебит конденсата, т/сут	Рпл, МПа	Рзаб, МПа	Руст, МПа	Добыча конденсата, тыс.т	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИК, д.ед.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

2039	1	0	0	1	0	0	2,9	1	13,0	13	0,011	1,3	150,0	13,2	30,8	25,8	25,7	1,1	1,1	0,011
2040	0	0	0	0	0	0	2,9	1	50,2	63	0,053	4,9	144,8	12,7	29,8	24,8	24,7	4,4	5,6	0,053
2041	0	0	0	0	0	0	2,9	1	47,5	111	0,093	4,6	137,1	12,1	28,2	23,2	23,1	4,2	9,7	0,094
2042	0	0	1	1	0	0	2,9	2	55,7	167	0,139	5,4	128,6	11,3	26,4	21,4	21,3	4,9	14,7	0,141
2043	0	0	0	0	0	0	2,9	2	82,7	249	0,209	8,1	119,2	10,5	24,5	19,5	19,4	7,3	21,9	0,211
2044	0	0	0	0	0	0	2,9	2	74,3	323	0,271	7,2	107,1	8,0	22,1	17,1	17,0	5,5	27,5	0,264
2045	0	0	0	0	0	0	2,9	2	66,8	390	0,327	6,5	96,3	5,3	19,9	14,9	14,8	3,7	31,2	0,300
2046	0	0	0	0	0	0	2,9	2	60,6	451	0,377	5,9	87,4	3,7	18,2	13,2	13,1	2,5	33,7	0,324
2047	0	0	0	0	0	0	2,9	2	55,4	506	0,424	5,4	79,9	2,6	16,8	11,8	11,7	1,8	35,5	0,342
2048	0	0	0	0	0	0	2,9	2	50,9	557	0,466	5,0	73,3	1,9	15,5	10,5	10,4	1,3	36,9	0,355
2049	0	0	1	1	0	0	2,9	3	52,6	610	0,510	5,1	67,5	1,5	14,4	9,4	9,3	1,1	38,0	0,366
2050	0	0	1	1	0	0	2,9	4	69,3	679	0,568	6,7	61,5	1,1	13,3	8,3	8,2	1,3	39,3	0,378
2051	0	0	0	0	0	0	2,9	4	74,2	753	0,630	7,2	53,5	0,8	11,8	6,8	6,7	1,2	40,5	0,389
2052	0	0	0	0	0	0	2,9	4	62,4	816	0,682	6,1	45,0	0,7	10,3	5,3	5,2	0,9	41,4	0,398
2053	0	0	0	0	0	0	2,9	4	52,6	868	0,726	5,1	37,9	0,6	9,0	4,0	3,9	0,8	42,2	0,406
2054	0	0	0	0	0	0	2,9	4	44,2	912	0,763	4,3	31,8	0,6	8,0	3,0	2,9	0,8	43,0	0,414
2055	0	0	0	0	0	0	2,9	4	36,9	949	0,794	3,6	26,6	0,5	7,0	2,0	1,9	0,7	43,7	0,421
2056	0	0	0	0	0	0	2,9	4	30,8	980	0,820	3,0	22,2	0,5	6,3	1,3	1,2	0,7	44,4	0,427
2057	0	0	0	0	0	0	2,9	4	25,5	1005	0,841	2,5	18,4	0,4	5,6	0,6	0,5	0,6	45,0	0,433
2058	0	0	0	0	0	0	2,9	4	21,0	1026	0,859	2,0	15,1	0,4	5,1	0,1	0,0	0,5	45,6	0,438

3.2 Технико-экономический анализ вариантов разработки, обоснование выбора рекомендуемого к утверждению варианта

Были рассмотрены технико-экономические показатели 3 вариантов разработки.

По первому варианту разработки месторождения расчетный период составляет 76 лет. А рентабельный период-64 года. За прибыльный период суммарная добыча нефти составляет 1 511,0 тыс.тонн и достигается КИН 20,7%. За прибыльный период суммарная добыча товарного газа составит 17 447,5 млн.м3 газа и достигается КИГ 74,8%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 7,5; 10%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 195 238, 080 млн.тенге, 132 610, 538 млн.тенге и 93 696, 222 млн.тенге. Капитальные вложения составят 109 624,9 млн.тенге. Суммарные поступления, за 64 лет рентабельного периода составят 1 068 931,8 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тыс.тонн нефти составит 415 732,2 тенге.

По третьему варианту разработки месторождения вводится в действие 4 горизонтальных и 16 вертикальных скважин, а также 9 нагнетательных скважин. Расчетный период составляет 76 лет, а прибыльный период составляет– 27 года, в котором будет добыто 1 653,1 тыс.тонн нефти и 19 958,8 млн.м3 товарного газа. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 7,5; 10% составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: (-278, 634) млн.тенге, (-144, 177) млн.тенге (-75, 742) млн.тенге. Капитальные вложения составят 146 375,5 млн.тенге. . Суммарные поступления, за 27 лет рентабельного периода составят 1 403 144,2 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тыс.тонн нефти составит 776 853,1 тенге.

По второму рекомендуемому варианту разработки месторождения предполагается бурение 4 горизонтальных и 16 вертикальных скважин. Расчетный период составляет 76 лет, а прибыльный составляет 61 лет. Суммарные поступления за 61 лет рентабельного периода составят 1 369 335,0 млн.тенге. За этот период будет добыто 2 304,5 тыс.тонн нефти и 20 227,3 млн.м3 газа. Достигается КИН- 31,6%, КИГ-86,1%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 7,5; 10%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения 261 098, 844 млн.тенге, 176 229, 381 млн.тенге и 123 498 173 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тыс.тонн составит 338 497,5 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 25%. Индекс доходности компании по 2 варианту положительный и больше, чем у других вариантах ($PI = 0,921$ при дисконте 5%), что указывает на экономически привлекательный вариант. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду, что наглядно видно на рис.5.1.1.-5.1.2. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

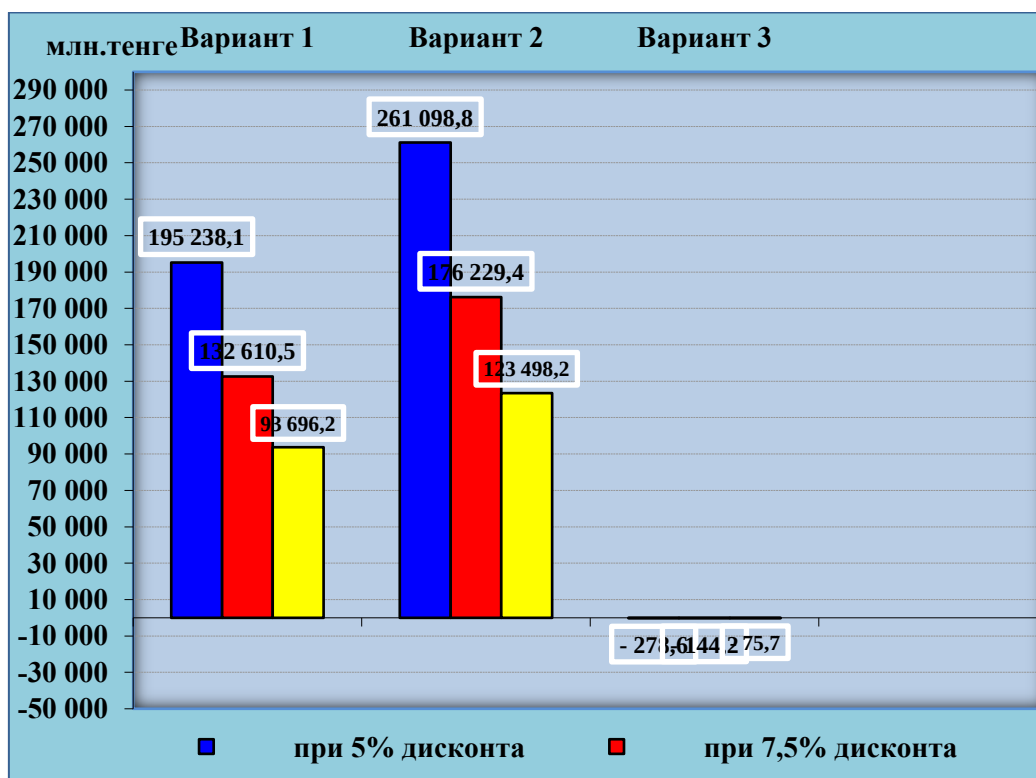


Рисунок 3.1.1 - Чистые дисконтированные поступления при ставках дисконта 5; 7,5; 10%, по вариантам за проектный рентабельный период

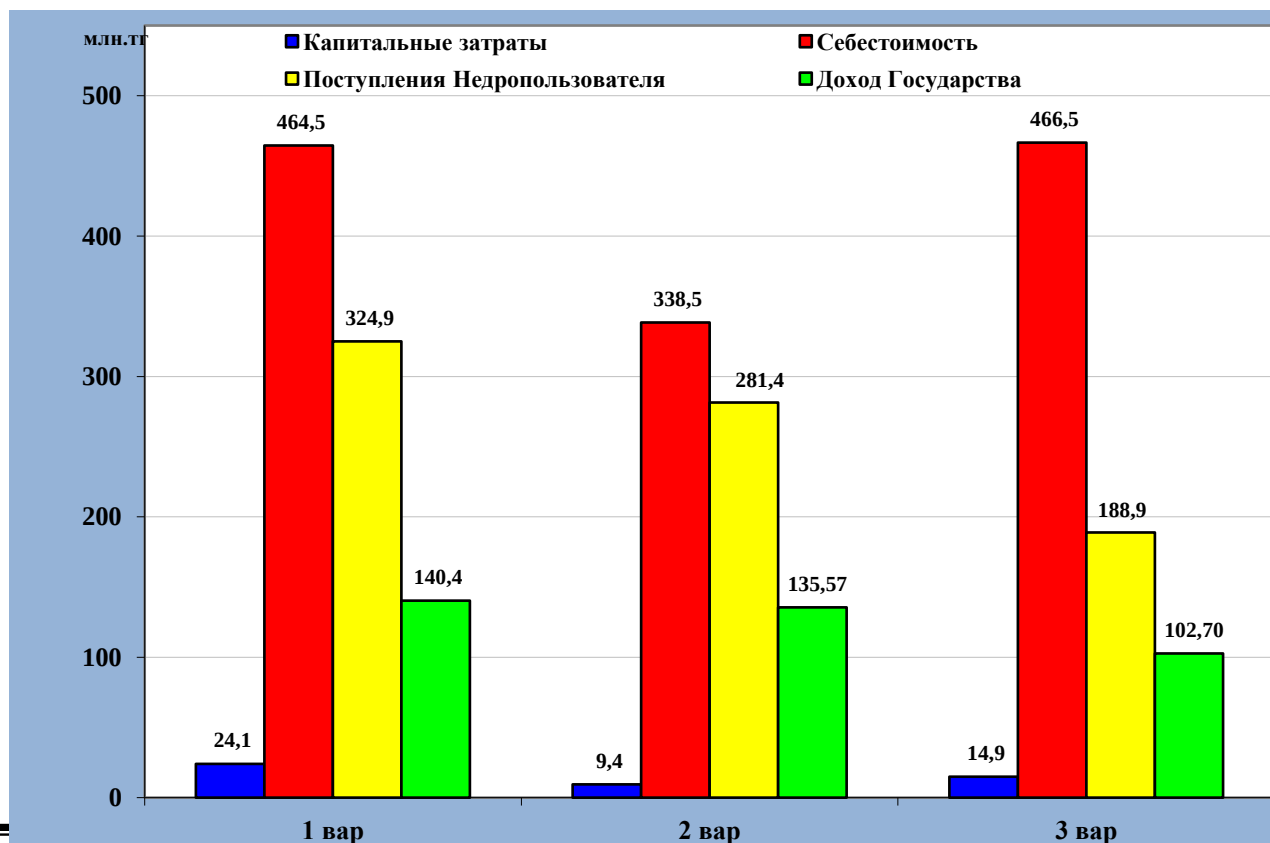


Рисунок 3.1.2. - Сравнение экономических показателей по вариантам за проектный рентабельный период

Полученные результаты расчетов экономических показателей проекта приведены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Технико-экономические показатели основных вариантов разработки месторождения

№	Наименование показателей	Вариант 1		Вариант 2 (рекомендуемый)		Вариант 3	
		Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный	Расчетный	Прибыльный
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Период расчета, годы	2025-2100 (76 лет)	2025-2088 (64 лет)	2025-2100 (76 лет)	2025-2085 (61 лет)	2025-2100 (76 лет)	2025-2051 (27 лет)
2	Ввод вертикальных и горизонтальных добывающих скважин, шт.	12	12	20	20	20	19
3	Выбытие скважин, шт.	8	8	11	11	26	11
4	Суммарная добычи нефти, тыс.тонн	1 526,3	1 511,0	2 363,2	2 304,5	2 363,2	1 653,1
5	Суммарная добычи газа, млн.м3	18 701,6	17 447,5	20 970,5	20 227,3	22 571,0	19 958,8
6	Добыча конденсата, тыс.тонн	2 557,8	2 379,8	2 896,1	2 734,9	4 045,1	3 646,2
7	Добыча нефтяного газа, млн.м3	313,7	310,5	485,6	473,6	485,6	339,7
8	Суммарная выручка от реализации товарной продукции, млн.тенге	1 129 780,9	1 068 931,8	1 415 143,9	1 369 335,0	1 667 841,1	1 403 144,2
9	Эксплуатационные затраты ,без амортизации, млн.тенге	515 380,5	424 883,7	639 879,2	524 402,9	1 702 726,9	989 720,4
10	- прямые затраты	281 781,5	223 625,9	326 415,2	256 510,0	1 332 421,6	821 699,3
11	- налоги и платежи, относимые на вычеты	112 710,5	109 630,4	182 950,0	176 971,7	167 307,2	119 721,9
12	- расходы периода	120 888,5	91 627,4	130 514,0	90 921,2	202 998,0	48 299,2
13	в т.ч. налоговые платежи от ФОТ АУП	3 197,2	2 314,7	3 178,7	2 106,4	5 123,7	735,7
14	Эксплуатационные затраты с учетом амортизации, млн.тенге	725 587,1	628 180,5	895 542,4	780 066,0	1 997 670,8	1 284 227,1
15	Себестоимость на 1 м3 газа, тенге/т, с учетом амортизации	38 798,1	36 004,1	42 704,9	38 565,0	88 506,1	64 344,0
16	Себестоимость на 1 тонн нефти, тенге/т, с учетом амортизации	475 375,7	415 732,2	378 957,4	338 497,5	845 333,7	776 853,1
17	Капитальные вложения (без НДС), млн.тенге	109 624,9	109 624,9	128 806,0	128 806,0	149 343,5	146 375,5
18	- в строительство скважин	28 109,5	28 109,5	41 461,9	41 461,9	61 064,1	58 096,2
19	- в нефтепромысловое строительство	81 515,5	81 515,5	87 625,6	87 625,6	88 279,4	88 279,3
20	Удельные капитальные вложения, тенге/т	71 821,9	72 550,2	54 505,5	55 893,4	63 196,1	88 545,3
21	Налогооблагаемая балансовая прибыль, млн.тенге	535 679,7	535 679,7	718 196,9	718 196,9	271 171,0	271 171,0
22	Корпоративный подоходный налог, млн.тенге	107 135,9	107 135,9	143 639,4	143 639,4	54 234,2	54 234,2
23	Налог на сверхприбыль, млн.тенге	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	Внутренняя норма прибыли (ВНП или IRR), %	65%	82%	66%	85%	-7%	27%
25	Чистая приведенная стоимость (NPV) при ставке 7,5%, млн.тенге	132 442,40	132 610,54	175 779,67	176 229,38	-7 984,03	-144,18
26	Накопленный поток денежной наличности, млн.тенге	477 513,6	507 161,2	600 139,3	669 806,8	-128 772,4	322 505,0
27	Суммарные выплаты Государству в виде налогов, млн.тенге	189 799,6	186 207,4	278 553,5	272 776,8	170 995,9	138 559,3
28	Коэффициент извлечения нефти КИН, %	20,9%	20,7%	32,4%	31,6%	32,4%	22,7%
29	Коэффициент извлечения газа КИГ, %	79,6%	74,8%	89,3%	86,1%	96,1%	85,0%

3.3 Экономические показатели вариантов разработки

Оценка экономической эффективности вариантов разработки месторождения Придорожное предполагает некоторые экономические и финансовые допущения, приведенные ниже.

Экономические и финансовые допущения, использованные в экономической модели, позволяют на этапе проектирования рассчитать уровень необходимых для оценки финансово-экономических показателей, сопоставить полученные результаты по вариантам, выбрать наиболее оптимальный вариант и определить рентабельный период разработки месторождения.

При оценке экономического эффекта применены также методы аналогии, то есть предполагается, что полученные нормативы и курс \$ США будут неизменны весь расчетный период.

Срок проекта по вариантам различен, однако первым годом реализации проекта принят 2022 год по всем вариантам. За интервал планирования принят промежуток времени, соответствующий одному календарному году.

Расчеты проводились на весь проектный срок. По результатам расчетов определен рентабельный период, который представляет собой период безубыточной добычи газа до момента, начиная с которого операционный доход принимает положительные значения.

Дисконтирование проводилось исходя из теории временной стоимости денег, то есть для получения суммы потока платежей, приведенной к настоящему моменту времени. Для определения дисконтированных потоков приняты следующие ставки:

5%;

7,5%;

10%.

Масштабы цен, приведенные в расчетах, позволяют сопоставить полученные результаты экономической оценки. Для снижения масштабов цен все стоимостные показатели переведены из национальной валюты тенге в доллары США. При проведении оценки принят курс \$ США на момент начала расчета. Предполагается, что на весь период расчета курс будет неизменным, и составит 1\$ США=470 тенге.

Реализация продукции согласно условиям контракта на разведку и добычу на проведение разведки и добычи углеводородного сырья ТОО «ПозитивИнвест» на Тепловско-Токаревской группе месторождений, где Недропользователь обязуется:

- Удельный вес продажи нефти на внешний рынок составит – 70%, на внутренний рынок – 30%

- Удельный вес продажи газа на внутренний рынок составит – 100%
- Удельный вес продажи конденсата на внешний рынок составит – 70%, на внутренний рынок-30%.
- Удельный вес продажи СУГ на внутренний рынок составит – 100%.

Прогнозная цена реализации нефти на внешний рынок составляет – 235 000 тенге/тонну.

Транспортировка составляет 10 434 тенге/тонну.

Прогнозная цена реализации нефти на внутренний рынок составляет – 65 000 тенге/тонну с учетом транспортных расходов.

Прогнозная цена реализации сухого газа на внутренний рынок составляет – 23 030 тенге/тыс.м3. Транспортировка составляет 866 тенге/м3.

Прогнозная цена реализации конденсата на внешний рынок составляет – 238 290 тенге/тонну. На внутренний рынок- 67 000 тенге/тонну. Транспортировка составляет 1 105 тенге/тонну.

Прогнозная цена реализации СУГ на внешний рынок составляет 121 260 тенге/тонну. Транспортировка составляет 1 550 тенге/тонну.

Источники доходов. В расчетах принято, что обеспечение необходимых объемов финансирования капитальных вложений в обустройство и разработку месторождения будет осуществляться за счет собственных средств, получаемых от реализации проекта, реинвестирования чистой прибыли и использования амортизационных отчислений, в случае недостаточности средств, предприятие может использовать кредит. Экономика предприятия будет основываться на обычной модели по налогообложению.

Объемы реализации нефти приняты в 98%, т.е. технологические потери составляют 2% от добычи нефти и газа.

В таблице 3.3.1 приведен расчет дохода рекомендуемого 2 варианта от продажи реализации нефти, продуктов выработки газа, конденсата и серы.

Таблица 3.3.1 – Расчет дохода от реализации продукции в рекомендуемом 2 варианте, тыс.тенге

Год ы	Расчет дохода от продажи нефти							Расчет объема газа		Расчет дохода от продажи конденсата							Расчет дохода от продажи сухого газа			Расчет дохода от продажи СУГ			Расчет дохода от продажи Серы			Общий доход предприя тия, тыс.тенге (без НДС)
	Объем добыч и нефти (тыс.т онн)	Общий объем продажи нефти (тыс.тон н)	Общий объем продаж и нефти на внешний рынок (тыс.то нн)	Общий объем продажи нефти на внутренн ий рынок (тыс.тон н)	Цена на внешн ий рынок нефти, тенге	Цена на внутрен ний рынок нефти, тенге	Доход от продажи нефти, тыс.тенге	Объем добычи газа (млн.м 3)	Общий объем продаж и газа (млн.м 3)	Объе м добы чи конде нсата (тыс. тонн)	Общий объем продаж и конде нсата (тыс.то нн)	Общий объем продаж и конде нсат а на внешний рынок (тыс.тонн)	Общий объем продаж и конде нсат а на внутренни й рынок (тыс.тонн)	Цена конденс ата на внешний рынок, тенге	Цена конденс ата на внутрен ний рынок, тенге	Доход от продажи конденсат а, тыс.тенге	Объе м добы чи газа (млн. м3)	Цена газ на внутрен ний рынок, тенге	Доход от продажи сухого, тыс.тенге	Общий объем продажи СУГ (тыс.тон н)	Цена СУГ на внутрен ний рынок, тенге	Доход от продаж и СУГ, тыс.тен ге	Объем добычи Серы (тыс.то нн)	Цена Серы на внутре нный рынок, тенге	Доход от продаж и Серы, тыс.тен ге	
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
2025																										-
2026	4,38	4,29	3,00	1,29	237 350	96 350	837 233	8,36	8,19	1,68	1,65	1,15	0,49	238 290	103 344	325 743	6,39	23 030	147 086	0,16	56 344	9 227	0	4 122	188	1 319 476
2027	52,41	51,36	35,95	15,41	237 350	96 350	10 017 488	72,02	70,58	13,81	13,53	9,47	4,06	238 290	103 344	2 676 134	55,05	23 030	1 267 798	1,41	56 344	79 531	0	4 122	1 824	14 042 775
2028	74,91	73,42	51,39	22,02	237 350	96 350	14 319 859	179,50	175,91	36,99	36,25	25,37	10,87	238 290	103 344	7 170 313	137,21	23 030	3 159 919	3,52	56 344	198 227	1	4 122	5 036	24 853 354
2029	70,62	69,21	48,44	20,76	237 350	96 350	13 498 448	208,30	204,13	37,79	37,03	25,92	11,11	238 290	103 344	7 325 115	159,22	23 030	3 666 892	4,08	56 344	230 030	1	4 122	4 959	24 725 444
2030	66,57	65,24	45,67	19,57	237 350	96 350	12 724 432	235,29	230,59	40,83	40,01	28,01	12,00	238 290	103 344	7 915 108	179,86	23 030	4 142 153	4,61	56 344	259 844	1	4 122	4 879	25 046 416
2031	62,75	61,50	43,05	18,45	237 350	96 350	11 995 063	260,98	255,76	40,78	39,96	27,97	11,99	238 290	103 344	7 904 798	199,49	23 030	4 594 272	5,12	56 344	288 206	1	4 122	4 789	24 787 128
2032	68,08	66,71	46,70	20,01	237 350	96 350	13 012 579	320,73	314,32	47,58	46,63	32,64	13,99	238 290	103 344	9 224 238	245,17	23 030	5 646 226	6,29	56 344	354 197	1	4 122	6 097	28 243 336
2033	82,01	80,37	56,26	24,11	237 350	96 350	15 676 493	452,11	443,07	67,47	66,12	46,28	19,84	238 290	103 344	13 079 189	345,59	23 030	7 958 976	8,86	56 344	499 279	2	4 122	10 253	37 224 190
2034	79,79	78,19	54,73	23,46	237 350	96 350	15 251 041	493,60	483,73	72,95	71,49	50,04	21,45	238 290	103 344	14 140 642	377,31	23 030	8 689 457	9,67	56 344	545 103	3	4 122	11 169	38 637 412
2035	81,96	80,33	56,23	24,10	237 350	96 350	15 667 400	542,94	532,08	81,65	80,01	56,01	24,00	238 290	103 344	15 827 377	415,02	23 030	9 557 939	10,64	56 344	599 584	3	4 122	13 168	41 665 468
2036	82,25	80,61	56,43	24,18	237 350	96 350	15 722 792	583,16	571,49	81,46	79,83	55,88	23,95	238 290	103 344	15 790 330	445,77	23 030	10 265 992	11,43	56 344	644 002	3	4 122	13 863	42 436 978
2037	77,58	76,03	53,22	22,81	237 350	96 350	14 829 553	614,27	601,99	85,30	83,60	58,52	25,08	238 290	103 344	16 536 290	469,55	23 030	10 813 748	12,04	56 344	678 363	4	4 122	15 412	42 873 366
2038	73,18	71,71	50,20	21,51	237 350	96 350	13 987 401	622,48	610,03	83,84	82,16	57,51	24,65	238 290	103 344	16 251 649	475,83	23 030	10 958 255	12,20	56 344	687 428	4	4 122	14 734	41 899 467
2039	69,02	67,64	47,35	20,29	237 350	96 350	13 193 398	649,00	636,02	86,17	84,45	59,11	25,33	238 290	103 344	16 704 094	496,09	23 030	11 425 042	12,72	56 344	716 711	4	4 122	15 584	42 054 829
2040	65,11	63,80	44,66	19,14	237 350	96 350	12 444 773	662,63	649,37	85,55	83,84	58,69	25,15	238 290	103 344	16 584 077	506,51	23 030	11 664 952	12,99	56 344	731 761	5	4 122	19 336	41 444 899
2041	67,03	65,69	45,98	19,71	237 350	96 350	12 813 383	665,99	652,67	85,72	84,00	58,80	25,20	238 290	103 344	16 616 278	509,08	23 030	11 724 100	13,05	56 344	735 471	5	4 122	19 000	41 908 232
2042	67,57	66,22	46,35	19,87	237 350	96 350	12 915 811	706,15	692,02	92,68	90,83	63,58	27,25	238 290	103 344	17 966 231	539,78	23 030	12 431 081	13,84	56 344	779 821	5	4 122	21 031	44 113 975
2043	63,80	62,53	43,77	18,76	237 350	96 350	12 196 136	705,63	691,52	89,15	87,36	61,15	26,21	238 290	103 344	17 281 124	539,39	23 030	12 422 045	13,83	56 344	779 254	6	4 122	23 620	42 702 180
2044	60,25	59,05	41,33	17,71	237 350	96 350	11 516 877	683,20	669,53	83,93	82,25	57,58	24,68	238 290	103 344	16 270 512	522,24	23 030	12 027 087	13,39	56 344	754 478	5	4 122	22 082	40 591 037
2045	61,48	60,25	42,17	18,07	237 350	96 350	11 750 909	663,35	650,08	80,46	78,86	55,20	23,66	238 290	103 344	15 598 087	507,06	23 030	11 677 646	13,00	56 344	732 557	5	4 122	21 149	39 780 348
2046	61,58	60,35	42,25	18,11	237 350	96 350	11 771 274	672,72	659,26	81,17	79,55	55,68	23,86	238 290	103 344	15 734 972	514,23	23 030	11 842 641	13,19	56 344	742 907	5	4 122	21 267	40 113 062
2047	58,20	57,04	39,93	17,11	237 350	96 350	11 125 025	635,44	622,73	77,20	75,65	52,96	22,70	238 290	103 344	14 964 750	485,73	23 030	11 186 326	12,45	56 344	701 736	5	4 122	20 065	37 997 901
2048																										

2071	13,85	13,57	9,50	4,07	237 350	96 350	2 647 639	170,65	167,23	24,24	23,75	16,63	7,13	238 290	103 344	4 698 434	130,44	23 030	3 004 081	3,34	56 344	188 451	1	4 122	3 836	10 542 441
2072	11,90	11,66	8,16	3,50	237 350	96 350	2 274 533	162,31	159,06	23,08	22,62	15,84	6,79	238 290	103 344	4 474 726	124,07	23 030	2 857 275	3,18	56 344	179 241	1	4 122	3 651	9 789 428
2073	11,27	11,04	7,73	3,31	237 350	96 350	2 153 880	154,50	151,41	21,97	21,53	15,07	6,46	238 290	103 344	4 258 502	118,10	23 030	2 719 907	3,03	56 344	170 624	1	4 122	3 473	9 306 385
2074	10,67	10,46	7,32	3,14	237 350	96 350	2 039 674	146,86	143,92	20,87	20,46	14,32	6,14	238 290	103 344	4 046 391	112,26	23 030	2 585 371	2,88	56 344	162 184	1	4 122	3 301	8 836 922
2075	10,11	9,90	6,93	2,97	237 350	96 350	1 931 570	139,66	136,86	19,84	19,45	13,61	5,83	238 290	103 344	3 846 812	106,75	23 030	2 458 521	2,74	56 344	154 227	1	4 122	3 135	8 394 264
2076	9,57	9,38	6,56	2,81	237 350	96 350	1 829 238	132,71	130,05	18,85	18,47	12,93	5,54	238 290	103 344	3 654 335	101,44	23 030	2 336 211	2,60	56 344	146 554	1	4 122	2 975	7 969 313
2077	9,06	8,88	6,22	2,66	237 350	96 350	1 732 368	124,54	122,05	17,68	17,33	12,13	5,20	238 290	103 344	3 427 160	95,20	23 030	2 192 372	2,44	56 344	137 531	1	4 122	2 760	7 492 191
2078	8,58	8,41	5,89	2,52	237 350	96 350	1 640 666	106,97	104,83	15,10	14,80	10,36	4,44	238 290	103 344	2 926 583	81,77	23 030	1 883 173	2,10	56 344	118 134	1	4 122	2 621	6 571 178
2079	8,13	7,97	5,58	2,39	237 350	96 350	1 553 854	105,18	103,07	14,80	14,51	10,16	4,35	238 290	103 344	2 869 687	80,40	23 030	1 851 536	2,06	56 344	116 150	1	4 122	2 499	6 393 725
2080	7,70	7,55	5,28	2,26	237 350	96 350	1 471 669	99,92	97,92	14,06	13,78	9,64	4,13	238 290	103 344	2 725 364	76,38	23 030	1 759 059	1,96	56 344	110 348	1	4 122	2 375	6 068 816
2081	7,29	7,15	5,00	2,14	237 350	96 350	1 393 863	94,89	92,99	13,35	13,08	9,15	3,92	238 290	103 344	2 586 942	72,53	23 030	1 670 398	1,86	56 344	104 787	1	4 122	2 257	5 758 247
2082	6,91	6,77	4,74	2,03	237 350	96 350	1 320 201	90,05	88,25	12,66	12,41	8,68	3,72	238 290	103 344	2 453 934	68,83	23 030	1 585 213	1,76	56 344	99 443	1	4 122	2 142	5 460 934
2083	6,54	6,41	4,49	1,92	237 350	96 350	1 250 460	85,41	83,70	12,00	11,76	8,23	3,53	238 290	103 344	2 326 319	65,28	23 030	1 503 491	1,67	56 344	94 316	0	4 122	2 033	5 176 619
2084	6,20	6,07	4,25	1,82	237 350	96 350	1 184 430	80,96	79,34	11,37	11,14	7,80	3,34	238 290	103 344	2 204 012	61,88	23 030	1 425 173	1,59	56 344	89 403	0	4 122	1 928	4 904 946
2085	5,87	5,75	4,03	1,73	237 350	96 350	1 121 912	76,70	75,16	10,77	10,55	7,39	3,17	238 290	103 344	2 086 926	58,63	23 030	1 350 200	1,50	56 344	84 700	0	4 122	1 827	4 645 565
Ито го 2025 - 2085	2304,50	2258,41	1580,88	677,52			440 502 005	20 701	20 287	2 791	2 735	1 914	820			540 971 024	15 823,73		364 420 578	405,74		22 860 669	141		580 756	1 369 335 032
2086	5,56	5,45	3,81	1,63	237 350	96 350	1 062 717	72,63	71,17	10,19	9,98	6,99	3,00	238 290	103 344	1 974 964	55,51	23 030	1 278 508	1,42	56 344	80 203	0	4 122	1 731	4 398 122
2087	5,27	5,16	3,61	1,55	237 350	96 350	1 006 668	68,74	67,36	9,64	9,44	6,61	2,83	238 290	103 344	1 868 021	52,54	23 030	1 210 025	1,35	56 344	75 907	0	4 122	1 638	4 162 260
2088	4,99	4,89	3,42	1,47	237 350	96 350	953 597	65,02	63,72	9,11	8,93	6,25	2,68	238 290	103 344	1 765 981	49,70	23 030	1 144 679	1,27	56 344	71 807	0	4 122	1 550	3 937 615
2089	4,73	4,63	3,24	1,39	237 350	96 350	903 343	61,48	60,26	8,61	8,44	5,91	2,53	238 290	103 344	1 668 725	47,00	23 030	1 082 388	1,21	56 344	67 900	0	4 122	1 466	3 723 823
2090	4,48	4,39	3,07	1,32	237 350	96 350	855 757	58,12	56,95	8,13	7,97	5,58	2,39	238 290	103 344	1 576 124	44,42	23 030	1 023 070	1,14	56 344	64 179	0	4 122	1 386	3 520 516
2091	4,24	4,16	2,91	1,25	237 350	96 350	810 694	54,91	53,81	7,68	7,52	5,27	2,26	238 290	103 344	1 488 043	41,97	23 030	966 638	1,08	56 344	60 639	0	4 122	1 310	3 327 324
2092	4,02	3,94	2,76	1,18	237 350	96 350	768 022	51,86	50,83	7,24	7,10	4,97	2,13	238 290	103 344	1 404 342	39,64	23 030	913 001	1,02	56 344	57 274	0	4 122	1 237	3 143 876
2093	3,81	3,73	2,61	1,12	237 350	96 350	727 611	48,97	47,99	6,83	6,70	4,69	2,01	238 290	103 344	1 324 879	37,43	23 030	862 067	0,96	56 344	54 079	0	4 122	1 168	2 969 804
2094	3,61	3,53	2,47	1,06	237 350	96 350	689 342	46,22	45,30	6,45	6,32	4,42	1,90	238 290	103 344	1 249 505	35,33	23 030	813 742	0,91	56 344	51 047	0	4 122	1 102	2 804 737
2095	3,42	3,35	2,34	1,00	237 350	96 350	653 099	43,62	42,75	6,08	5,96	4,17	1,79	238 290	103 344	1 178 071	33,34	23 030	767 928	0,85	56 344	48 173	0	4 122	1 039	2 648 311
2096	3,24	3,17	2,22	0,95	237 350	96 350	618 775	41,16	40,33	5,73	5,61	3,93	1,68	238 290	103 344	1 110 425	31,46	23 030	724 530	0,81	56 344	45 451	0	4 122	980	2 500 161
2097	3,07	3,01	2,10	0,90	237 350	96 350	586 267	38,82	38,05	5,40	5,29	3,70	1,59	238 290	103 344	1 046 416	29,68	23 030	683 451	0,76	56 344	42 874	0	4 122	924	2 359 932
2098	2,91	2,85	1,99	0,85	237 350	96 350	555 479	36,62	35,88	5,09	4,98	3,49	1,50	238 290	103 344	985 891	27,99	23 030	644 593	0,72	56 344	40 436	0	4 122	871	2 227 271
2099	2,75	2,70	1,89	0,81	237 350	96 350	526 319	34,53	33,84	4,79	4,70	3,29	1,41	238 290	103 344	928 701	26,39	23 030	607 861	0,68	56 344	38 132	0	4 122	820	2 101 833
2100	2,61	2,56	1,79	0,77	237 350	96 350	498 700	32,56	31,91	4,51	4,42	3,10	1,33	238 290	103 344	874 695	24,89	23 030	573 158	0,64	56 344	35 955	0	4 122	773	1 983 280
Ито го 2025 - 2100	2 363,17	2 315,91	1 621,14	694,77			451 718 395	21 456,11	21 026,99	2 896,14	2 838,21	1 986,75	851,46			561 415 806	16 401,05		377 716 218	826,28		23 694 725	145		598 750	1 415 143 895

4 ВАРИАНТЫ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В данном проекте были рассмотрены и рассчитаны технологические показатели по трем вариантам разработки с учетом технического задания на проектирование, глубин залегания, плана расположения, геолого-физических характеристик и добывных возможностей продуктивного пласта, принятых минимальных толщин для размещения скважин, анализа запасов нефти, по расчетным вариантам определено количество и расположение проектных скважин для бурения.

4.1 Различные сроки осуществления деятельности или ее отдельных этапов (начала или осуществления строительства, эксплуатации объекта, постутилизации объекта, выполнение отдельных работ)

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

Вариант 1.

Проектный период разработки – 2026 – 2088 годы.

Вариант 2 (рекомендуемый).

Проектный период разработки – 2026 – 2085 годы.

Вариант 3.

Проектный период разработки – 2026 – 2051 годы.

Согласно технико-экономическим расчетам к реализации рекомендуется вариант 2.

4.2 Различные виды работ, выполняемых для достижения одной и той же цели

Проектные решения по системе сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции

По рекомендованному варианту разработки проектными решениями предусматривается в период с 2026-2045 гг. бурение проектных добывающих скважин в количестве 20 единиц. Также по данному варианту предполагается введение 2 скважин из консервации и введение 8 скважин из ликвидации, а также бурение 4 оценочных скважин.

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

Для минимизации тепловых потерь по длине трубопровода, рекомендуется все наземные участки трубопроводов оснастить теплоизоляцией, систему выкидных линий проложить подземно на глубине ниже глубины промерзания грунта.

Все технологические объекты должны быть оснащены системами автоматического регулирования, сигнализации по верхнему и нижнему уровню давления, системой аварийного останова, срабатывающего при нарушении технологического режима.

В связи с тем, что существующая система подготовки нефти по производительности

достаточна для поддержания технологических процессов, расширение ее в рамках проекта не предусматривается.

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

Схема системы сбора и транспорта добываемой продукции с проектными решениями по рекомендованному варианту разработки представлена на рисунке 4.1.

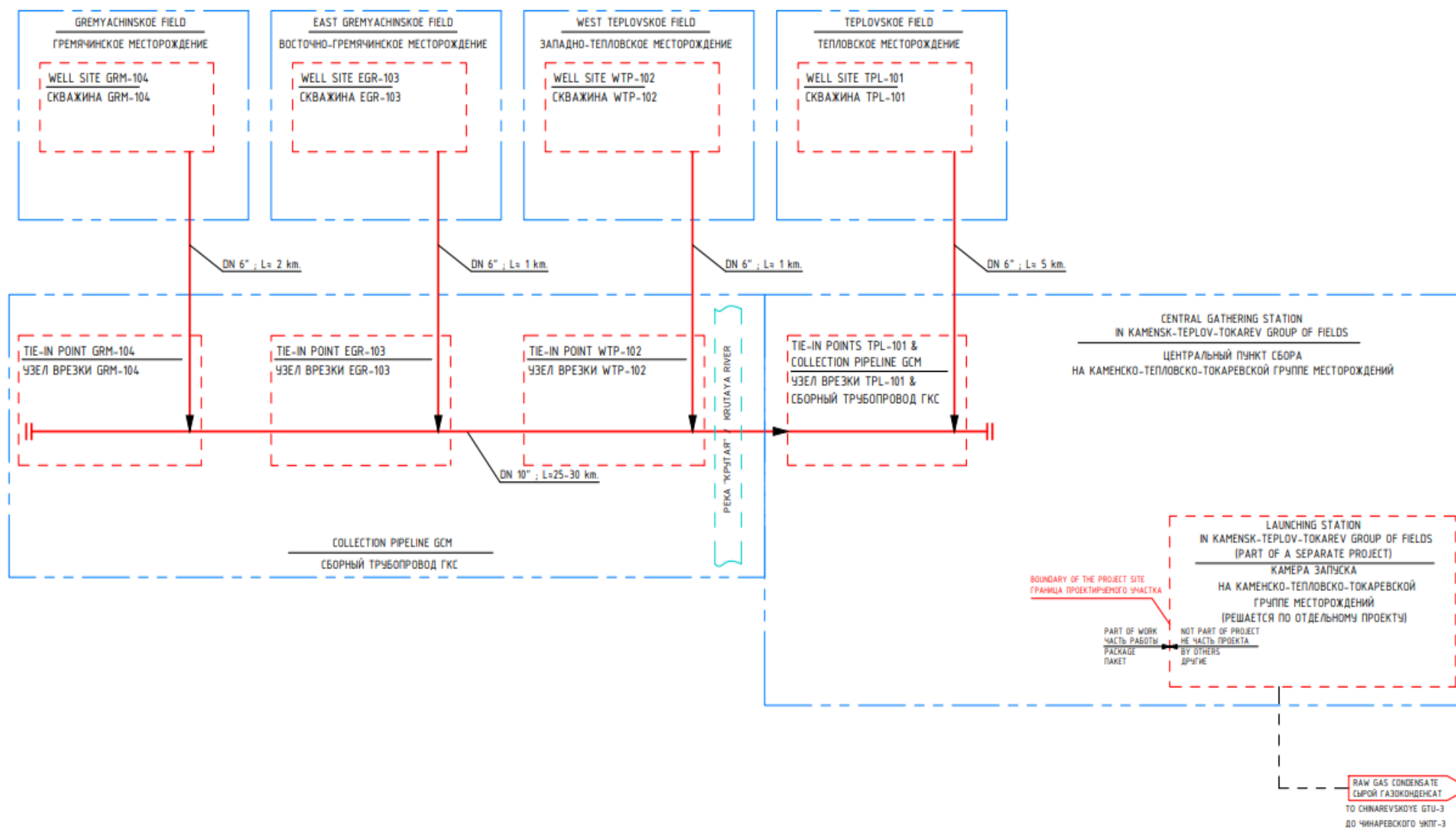


Рисунок 4.1 – Принципиальная схема системы сбора добываемой продукции по рекомендованному варианту разработки на первой фазе

4.3 Различная последовательность работ

Для обоснования величины коэффициента извлечения нефти, растворенного газа были рассмотрены 3 варианта разработки месторождения, которые различаются: количеством бурения скважин и применяемыми технологиями.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки. Проектная глубина новых скважин составляет 2900 м.

После отчета по подсчету запасов 1991 года новых скважин пробурено не было. В ранее пробуренных скважинах проводимый комплекс геофизических исследований соответствовал времени разбуривания месторождения.

В связи с отсутствием данных по текущему состоянию разработки проводить анализ выработки запасов УВ не представляется возможным.

Эксплуатационный объект (объект разработки) - это отдельный продуктивный пласт или часть крупной насыщенной углеводородами толщи, выделенные для разработки самостоятельной сеткой скважин.

Выделение в разрезах месторождений углеводородов эксплуатационных объектов решается с учетом геологических, технических, экологических и экономических факторов в виде оптимизационной задачи.

В единые объекты разработки объединяют продуктивные пласты или горизонты, имеющие один этаж газоносности, с близкими физико-химическими свойствами газа и конденсата, коллекторскими свойствами, режимами работы залежей, величинами пластовых давлений.

Выделенный объект разработки должен располагать достаточными запасами на единицу площади залежи и достаточной продуктивностью с тем, чтобы обеспечить высокие дебиты скважин в течение продолжительного периода эксплуатации в безводный период и при обводненности.

Тепловско-Токаревская группа месторождений состоит из семи газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений в составе: Тепловское, Западно-Тепловское, Восточно-Гремячинское, Гремячинское, Ульяновское, Цыгановское, Токаревское.

Проектными документами на разработку Тепловско-Токаревской группы месторождений являются «Дополнения к Проекту разработки месторождений...», составленные в 2020 г. и утвержденные в ЦКРР РК.

Согласно ДПР-2020 г., на месторождениях были выделены объекты разработки:

На месторождении **Тепловское** был выделен один объект разработки:

I объект - артинский горизонт (газовая залежь+нефтяная залежь).

На месторождении **Западно-Тепловское** были выделены 3 объекта разработки:

I объект – филипповский горизонт (Ф-I);

II объект – артинский горизонт (газовая залежь);

III объект – артинский горизонт (нефтяная залежь).

На месторождении **Восточно-Гремячинское** был выделен один объект с двумя подобъектами разработки – газоконденсатная часть залежи и нефтяная оторочка:

I объект – филипповский горизонт (Ф-I);

На месторождении **Гремячинское** были выделены два эксплуатационных объектов, один объект с двумя подобъектами разработки – газоконденсатная часть залежи и нефтяная оторочка, и второй объект (возвратный) – газоконденсатная часть залежи:

I объект – филипповский горизонт (Ф-I);

II объект – артинский горизонт (газовая залежь);

На месторождении **Ульяновское** был выделен один эксплуатационный объект, объединяющий продуктивные залежи артинский и филипповский.

На месторождении **Цыгановское** был выделен один газоконденсатный объект (артинская залежь).

На месторождении **Токаревское** был выделен один газоконденсатный объект (артинская залежь), сосредоточенная на четырех участках, образуя отдельные зоны.

В настоящей работе Тепловско-Токаревская группа месторождений рассматривается как единое месторождение, состоящее из 7 поднятий.

Залежи приурочены к отложениям артинского яруса и участкам развития коллекторов в доломитовых пластах карбонатно – сульфатного филипповского горизонта кунгурского яруса.

Начальные геологические запасы по артинскому горизонту оценены по категории C_1 и C_2 , по категории C_1 составили - 20 млрд. 488 млн. пластового газа, 4 млн. 367 тыс.т, конденсата и 6 млн. 7млн298 тыс.т нефти, по категории C_2 составили - 99 млн. пластового газа, 9 тыс.т, конденсата и 2 млн. 283 тыс.т нефти.

Начальные геологические запасы пластового газа и конденсата филипповского горизонта Ф-I оценены по категории C_1 и C_2 , и составили по категории C_1 - 2 млрд. 138 млн. пластового газа 482 тыс.т конденсата, по категории C_2 - 17 млрд. 153 млн. пластового газа, 3 млн. 866 тыс.т конденсата.

Начальные геологические запасы пластового газа и конденсата филипповского горизонта Ф-II оценены по категории C_1 и C_2 , и составили по категории C_1 - 866 млн. пластового газа, 151 тыс.т конденсата, по категории C_2 - 987 млн. пластового газа, 152 тыс.т конденсата.

В настоящей работе выделены 11 объектов разработки:

I объект – горизонт P_{1ar} Тепловского поднятия

II объект – горизонт P_{1ar} Тепловского поднятия

III объект – горизонт P_1 kf_1 -I Западно-Тепловского поднятия

III объект – горизонт P_{1ar} Западно-Тепловского поднятия

III объект – горизонт P_{1ar} Западно-Тепловского поднятия

IV объект – горизонты P_1 kf_1 -II, P_{1ar} Восточно-Гремячинского поднятия

V объект – горизонт P_1 kf_1 -II Гремячинского поднятия

VI объект – горизонт P_{1ar} Гремячинского поднятия

VII объект – горизонты P_1 kfl -II, P_{1ar} Ульяновского поднятия

VIII объект – горизонт P_{1ar} Цыгановского поднятия

IX объект – горизонт P_{1ar} Токаревского поднятия

Выбор вариантов и определение технологических показателей разработки основаны на существующем представлении о геологическом строении залежи, их коллекторских свойствах и насыщающих флюидах. При получении дополнительной информации по результатам бурения и исследования эксплуатационных скважин необходимо проводить уточнение геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств и соответствующее уточнение технологических показателей.

Продуктивные залежи месторождения проектируется разрабатывать по 3 расчетным вариантам разработки на режиме истощения и с поддержанием пластового давления (ППД), различающиеся между собой количеством добывающих скважин, их размещением и темпами отбора газа.

Таблица 4.1 - Основные исходные характеристики расчетных вариантов разработки нефтяных горизонтов

Характеристики	Вариант 1										
	Объекты										
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Средняя глубина залегания, м	2835,4	2892	2847	2820,6	2884,5	2830,2	2836,8	2814,3	2972,7	2863	2850,6
Площадь газоносности, тыс.м ²	7160	4053	6000	6430	6450	2985	3285	9125	1835	815	2240
Режим разработки на режиме истощения пласта	на режиме истощения пласта										
Система размещения скважин	избирательная										
Расстояние между скважинами, м	850	850				1500		2000			
Плотность сетки скважин, 10 ⁵ м ² /скв	17,9	10,1	60	64,3	64,5	14,9	32,9	30,4	18,4	8,2	22,4
Забойное давление, МПа	27,7		27,6	28,62		27,2	26,5	27,4	26,9	25,6	25,8
Пластовое давление, МПа	32,7		32,6	33,62		32,2	31,5	32,4	31,9	30,6	30,8
Давление начала конденсации, МПа	30,7	-	31,5	32,3	-	31,4	31,5	31,2	-	-	-
Количество газодобывающих скважин, ед.			1			2	1	3	1	1	1
Количество нефтегазодобывающих скважин, ед.	4	4		1	1						
в том числе скважины из консервации	2	2									
Режим эксплуатации добывающих скважин	Δ=5 МПа										
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент использования новых скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент эксплуатации новых скважин, д.ед.	0,5										
Средние параметры фильтрационного сопротивления, а, (МПа)/(тыс.м ³ /сут)	2,8		0,9213	0,9213		2,6115	5,5026	1,65298	1,9967	41,345	1,667
Средние параметры фильтрационного сопротивления, б, (МПа) ² /(тыс.м ³ /сут) ²	0,0083		0,003	0,003		0,0047	0,0131	0,01656	0,0066	1,1403	0,0015
Газосодержание, м ³ /т		205,5			205,5						
Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	169,5		150,1	160,4		225,4	212,1	143	88/38	38	37,8

Продолжение таблицы 4.1

Характеристики	Вариант 2										
	Объекты										
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Средняя глубина залегания, м	2835,4	2892	2847	2820,6	2884,5	2830,2	2836,8	2814,3	2972,7	2863	2850,6
Площадь газоносности, тыс.м ²	7160	4053	6000	6430	6450	2985	3285	9125	1835	815	2240
Режим разработки на режиме истощения пласта	на режиме истощения пласта										
Система размещения скважин	избирательная										
Расстояние между скважинами, м	850	850				1500		2000			
Плотность сетки скважин, 10 ⁵ м ² /скв	17,9	10,1	60	64,3	64,5	14,9	32,9	30,4	18,4	8,2	22,4
Забойное давление, МПа	27,7		27,6	28,62		27,2	26,5	27,4	26,9	25,6	25,8
Пластовое давление, МПа	32,7		32,6	33,62		32,2	31,5	32,4	31,9	30,6	30,8
Давление начала конденсации, МПа	30,7	-	31,5	32,3	-	31,4	31,5	31,2	-	-	-

Количество газодобывающих скважин, ед.			1			2	1	3	1	1	1
Количество нефтегазодобывающих скважин, ед.	4	4		1	1						
в том числе скважины из консервации	2	2									
Режим эксплуатации добывающих скважин	$\Delta=5$ МПа										
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент использования новых скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент эксплуатации новых скважин, д.ед.	0,5										
Средние параметры фильтрационного сопротивления, а, (МПа)/(тыс.м ³ /сут)	2,8	-	0,9213	0,9213	-	2,6115	5,5026	1,65298	1,9967	41,345	1,667
Средние параметры фильтрационного сопротивления, б, (МПа) ² /(тыс.м ³ /сут) ²	0,0083	-	0,003	0,003	-	0,0047	0,0131	0,01656	0,0066	1,1403	0,0015
Газосодержание, м ³ /т		205,5			205,5						
Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	169,5		150,1	160,4		225,4	212,1	143	88/38	38	37,8

Продолжение таблицы 4.1

Характеристики	Вариант 3										
	Объекты										
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI
Средняя глубина залегания, м	2835,4	2892	2847	2820,6	2884,5	2830,2	2836,8	2814,3	2972,7	2863	2850,6
Площадь газоносности, тыс.м ²	7160	4053	6000	6430	6450	2985	3285	9125	1835	815	2240
Режим разработки на режиме истощения пласта	ППД		ППД	ППД		ППД		ППД			
Система размещения скважин	избирательная										
Расстояние между скважинами, м	850	850		1500		1500		2000			
Плотность сетки скважин, 10 ⁵ м ² /скв	11,9	8,1	60	21,4	32,25	14,9	32,9	30,4	18,4	8,2	22,4
Забойное давление, МПа	27,7		27,6	28,62		27,2	26,5	27,4	26,9	25,6	25,8
Пластовое давление, МПа	32,7		32,6	33,62		32,2	31,5	32,4	31,9	30,6	30,8
Давление начала конденсации, МПа	30,7	-	31,5	32,3	-	31,4	31,5	31,2	-	-	-
Количество газодобывающих скважин, ед.	1		1	1		2	1	3	1	1	1
Количество нефтегазодобывающих скважин, ед.	5	5		2	2						
в том числе скважины из консервации	2	2									
Режим эксплуатации добывающих скважин	$\Delta=7,5$ МПа										
Коэффициент использования фонда скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент использования новых скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, д.ед.	0,95										
Коэффициент эксплуатации новых скважин, д.ед.	0,5										
Средние параметры фильтрационного сопротивления, а, (МПа)/(тыс.м ³ /сут)	2,8		0,9213	0,9213		2,6115	5,5026	1,65298	1,9967	41,345	1,667
Средние параметры фильтрационного сопротивления, б, (МПа) ² /(тыс.м ³ /сут) ²	0,0083		0,003	0,003		0,0047	0,0131	0,01656	0,0066	1,1403	0,0015
Газосодержание, м ³ /т		205,5			205,5						
Потенциальное содержание конденсата, г/м ³	169,5		150,1	160,4		225,4	212,1	143	88/38	38	37,8

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений и технологий было рассмотрено 3 варианта разработки месторождения Тепловско-Токаревское (таблица 4.1). Для выбранных вариантов разработки определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические показатели и объемы бурения, капитальные и эксплуатационные затраты. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что наиболее эффективным для реализации на месторождении является вариант 2.

Результаты расчетов основных прогнозных технологических показателей по рекомендуемому 2 варианту разработки в целом по месторождению представлены в разделе 3.1.

Обоснование проектных показателей, относимых к контрактным обязательствам, диапазонов их изменения или предельно допустимых значений

Согласно п. 12 статьи 277 Кодекса «О недрах и недропользовании» устанавливается выполнение следующих 9-ти показателей проектных документов, относимых к контрактным обязательствам недропользователя:

- 1) плотность сетки эксплуатационных скважин;
- 2) соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту;
- 3) коэффициент компенсации по залежам;
- 4) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 5) отношение пластового давления к забойному давлению;
- 6) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 7) объемы добычи углеводородов;
- 8) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 9) показатели ввода эксплуатационных скважин.

При этом, значения показателей, указанных в настоящем пункте, не включаются в контракт и определяются исходя из проектных документов.

Согласно п. 107 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» при проектировании проекта разработки месторождения и изменений и/или дополнений к нему или анализа разработки необходимо обосновать диапазоны или предельно допустимые значения следующих показателей:

- 1) коэффициент компенсации по залежам;
- 2) отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения или давлению конденсации;
- 3) отношение пластового давления к забойному давлению;

- 4) максимально допустимая величина газового фактора по скважинам;
- 5) объемы добычи углеводородов;
- 6) объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления;
- 7) показатели ввода эксплуатационных скважин.

Ниже приводится обоснование вышеуказанных проектных показателей, диапазоны их изменения или предельно допустимые значения.

Плотность сетки эксплуатационных скважин

Показатель плотности сетки скважин устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту

Соотношение добывающих и нагнетательных скважин по каждому эксплуатационному объекту устанавливается исходя из положений расчетных вариантов разработки, определяющих количество пробуренных и проектных скважин по каждому объекту разработки.

Коэффициент компенсации по залежам

Диапазон коэффициента компенсации по залежам устанавливается исходя из предусмотренной рекомендуемым 2 вариантом разработки ежегодной компенсацией отборов закачкой воды по объектам разработки и допустимого годового отклонения в размере +/- 10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения

Отношение пластового и забойного давления к давлению насыщения определено исходя из требований п. 126 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» запрещающих эксплуатацию скважин с забойным давлением ниже давления насыщения без обоснования забойного давления относительно давления насыщения нефти газом на основе данных специальных исследований.

Отношение пластового давления к забойному давлению

Отношение пластового давления к забойному давлению устанавливает максимально возможную депрессию в добывающих скважинах, которая определена исходя из значений начального пластового давления в залежах и ограничения забойного давления на уровне давления насыщения нефти газом, принятого для каждой залежи. Оптимальная депрессия по каждой добывающей скважине подобрана исходя из результатов исследований методом

установившихся отборов по максимальному коэффициенту продуктивности скважин. Исходя из чего производится подбор наилучшего режима эксплуатации скважин.

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам

Максимально допустимая величина газового фактора по скважинам определена исходя из принятого значения газосодержания пластовой нефти по каждой залежи и допустимого максимального отклонения в размере +10%, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Объемы добычи углеводородов и объемы обратной закачки рабочего агента для повышения пластового давления

Допустимое отклонение объемов добычи углеводородов и объемов обратной закачки воды по эксплуатационным объектам разработки принято из расчета +/- 10% от годовых проектных показателей по добыче углеводородов и обратной закачке воды по рекомендуемому 1 варианту разработки, значения которых приведены в разделе 3.1 настоящего проекта, предусмотренного положениями п. 8 статьи 142 Кодекса «О недрах и недропользовании» и п. 162 «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр».

Показатели ввода эксплуатационных скважин

Отклонения по вводу эксплуатационных скважин не предусматриваются.

Установленные настоящим проектом показатели, относимые к контрактным обязательствам по эксплуатационным объектам разработки месторождения Тепловско-Токаревское по рекомендуемому 2 варианту разработки, приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты расчета условий фонтанирования по объектам разработки

Параметры	Значения	
	Ин объект	Шн объект
Исходные данные для расчета		
Средняя глубина залегания, м	2892,0	2884,5
Пластовое давление, МПа	32,7	33,6
Давление насыщения, МПа	27,7	18,51
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	675,6	643,3
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	850,8	839,5
Газосодержание нефти, м ³ /т	205,5	205,5
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1150	1160
Средняя обводненность (проектное значение для первых 3-х лет разработки), %	44,4	46,9
Результаты расчёта минимального забойного давления фонтанирования (для Рзоб>Рнас)		
Р забойное минимальное, МПа	27,94-32,26 (НКТ D 73 мм)	19,21-33,25 (НКТ D 73 мм)
	27,6-32,7 (НКТ D 89 мм)	18,58-33,77 (НКТ D 89 мм)
Р устьевое, МПа	6,0-9,0 (НКТ D 73 мм)	1,0-9,0 (НКТ D 73 мм)
	6,0-9,5 (НКТ D 89 мм)	1,0-9,5 (НКТ D 89 мм)

Как видно из таблицы, условия фонтанирования в НКТ диаметром 73 и 89 мм при существующих исходных характеристиках пластов возможны при забойных давлениях в диапазоне значений от давления насыщения до пластового давления с устьевыми давлениями:

- от 6,0 до 9,0 МПа (НКТ D 73 мм) и от 6,0 до 9,5 (НКТ D 89 мм) – для разработки пластов Iн объекта;
- от 1,0 до 9,0 МПа (НКТ D 73 мм) и от 1,0 до 9,5 (НКТ D 89 мм)– для разработки пластов IIIн объекта.

Учитывая тот факт, что из нижних интервалов ожидается добыча нефти с содержанием газа, а из верхних - газоконденсатной смеси, то в конечном итоге продукция обеих залежей в колонне НКТ будет смешиваться. Таким образом, движения газа с верхних интервалов будут обеспечивать эффект естественного газлифта и тем самым облегчать условия фонтанирования нефтяной оторочки

4.4 Различные способы планировки объекта (включая расположение на земельном участке зданий и сооружений, мест выполнения конкретных работ)

Иных характеристик намечаемой деятельности по данному этапу нет.

4.5 Различные условия эксплуатации объекта (включая графики выполнения работ, влекущих негативные антропогенные воздействия на окружающую среду)

В данном проекте рассмотрены 3 варианта разработки месторождения Тепловско-Токаревское, которые различаются: количеством бурения скважин и применяемыми технологиями.

Выбор оптимальной проектной плотности сетки скважин обосновывался на основании фактически уже сложившейся на объектах плотности сетки. Проектная глубина новых скважин составляет 2900 м.

При проектировании разработки нефтяного месторождения определяется рациональная величина забойного давления добывающих скважин, обеспечивающая увеличение текущей и суммарной добычи нефти.

Проведенный анализ энергетического состояния основных горизонтов показывает, что разработка залежей месторождения осуществляется при давлении, сниженном относительно начального, и начальные дебиты должны корректироваться в сторону уменьшения с учетом снижения забойного давления. Нефтеотдача также корректируется с учетом явления увеличения вязкости нефти.

Исследования по определению рациональной величины забойного давления или депрессии должны проводиться для каждой добывающей скважины на основе конкретных данных.

По первому варианту разработки месторождения расчетный период составляет 76 года. А рентабельный период-64 года. За прибыльный период суммарная добыча нефти составляет 1 511,0 тыс.тонн и достигается КИН 20,7%. За прибыльный период суммарная добыча товарного газа составит 17 447,5 млн.м3 газа и достигается КИГ 74,8%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 7,5; 10%, составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: 195 238, 080 млн.тенге, 132 610, 538 млн.тенге и 93 696, 222 млн.тенге. Капитальные вложения составят 109 624,9 млн.тенге. Суммарные поступления, за 64 лет рентабельного периода составят 1 068 931,8 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тыс.тонн нефти составит 415 732,2 тенге.

По третьему варианту разработки месторождения вводится в действие 4 горизонтальных и 16 вертикальных скважин. Расчетный период составляет 76 лет, а прибыльный период составляет– 27 года, в котором будет добыто 1 653,1 тыс.тонн нефти и 19 958,8 млн.м3 товарного газа. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 7,5; 10% составят за рентабельный период после налогообложения, соответственно: (-278, 634) млн.тенге, (-144, 177) млн.тенге (-75, 742) млн.тенге. Капитальные вложения составят 146 375,5 млн.тенге. . Суммарные поступления, за 27 лет рентабельного периода составят 1 403 144,2 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тыс.тонн нефти составит 776 853,1 тенге.

По второму рекомендуемому варианту разработки месторождения предполагается бурение 4 горизонтальных и 16 вертикальных скважин. Расчетный период составляет 76 лет, а прибыльный составляет 61 лет. Суммарные поступления за 61 лет рентабельного периода составят 1 369 335,0 млн. тенге. За этот период будет добыто 2 304,5 тыс.тонн нефти и 20 227,3 млн.м3 газа. Достигается КИН- 31,6%, КИГ-86,1%. Чистые дисконтированные поступления, рассчитанные при ставках дисконта 5; 7,5; 10%, составят за рентабельный проектный период после налогообложения 261 098, 844 млн.тенге, 176 229, 381 млн.тенге и 123 498 173 млн.тенге. Средняя себестоимость 1 тыс.тонн составит 338 497,5 тенге. Внутренняя норма доходности (IRR) составляет 25%. Индекс доходности компании по 2 варианту положительный и больше, чем у других вариантах (PI = 0,921 при дисконте 5%), что указывает на экономически привлекательный вариант. По сравнению с рассмотренными вариантами разработки месторождения, данный вариант имеет наиболее привлекательные показатели.

Таким образом, 2 вариант с точки зрения экономического анализа и сравнения основных показателей обеспечивает наибольшую экономическую выгоду. В связи с этим данный вариант рекомендован к реализации.

4.6 Различные условия доступа к объекту (включая виды транспорта,

которые будут использоваться для доступа к объекту)

Тепловско – Токаревское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении находится в Западно-Казахстанской области, на расстоянии 30 км к северо – западу от областного центра г. Уральска. Через город Уральск с юга вдоль Тепловско-Токаревского месторождения проходит железнодорожная магистраль и шоссейная дорога с асфальтовым покрытием на Саратов. Железная дорога проходит от Тепловского месторождения на расстоянии 30 км и в 8-14 км к югу от месторождения Каменское. Шоссейная дорога Уральск-Самара проходит через месторождение Тепловское.

Нефтепровод Мангышлак-Самара, проходящий с юга на север, удален от месторождения Тепловское на 11 км. Газопровод Оренбург-Ужгород находится юго восточнее и проходит на расстоянии 16 км от Тепловского месторождения. Площадь месторождения с юга на северо-запад пересекает ЛЭП – 220 Кв.

Район месторождения постоянных населенных пунктов не имеет и только в летний период используется в качестве пастбища для скота.

Дорожная сеть представлена асфальтовыми, грейдерными и полевыми грунтовыми дорогами. Доставка персонала промысла будет осуществляться автотранспортом из г. Уральска.

Автомобильным транспортом намечается осуществлять:

- материально-техническое снабжение;
- хозяйственно-бытовое снабжение (бутилированная вода).

Заезд транспорта на промысел будет осуществляться по утвержденному маршруту. Снабжение необходимыми материалами, снаряжением, бутилированной водой будет производиться крупнооптовыми партиями. Транспортировку грузов предусматривается производить грузовыми, а персонала легковыми или другими (автобусами, вахтовками) автомобилями повышенной проходимости.

Иных характеристик намечаемой деятельности нет.

4.7 Различные варианты, относящиеся к иным характеристикам намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду

Отсутствуют иные характеристики намечаемой деятельности, влияющие на характер и масштабы антропогенного воздействия на окружающую среду.

5 ВОЗМОЖНЫЙ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1 Отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления

Под возможным рациональным вариантом осуществления намечаемой деятельности понимается вариант осуществления намечаемой деятельности, при котором соблюдаются в совокупности следующие условия:

1) отсутствие обстоятельств, влекущих невозможность применения данного варианта, в том числе вызванную характеристиками предполагаемого места осуществления намечаемой деятельности и другими условиями ее осуществления;

Реализация решений, предусмотренных проектом, является природоохранным мероприятием, будет осуществлено на техногенно-нарушенной территории (месторождение Тепловско-Токаревское), носит относительно временный характер. Обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта, отсутствуют.

Проектируемая деятельность не подразумевает использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта. Наиболее приемлемым вариантом являются принятые решения.

5.2 Соответствие всех этапов намечаемой деятельности, в случае ее осуществления по данному варианту, законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды

Недропользователи обязаны проводить мероприятия, направленные на защиту земель от загрязнения отходами производства и потребления, химическими, биологическими и другими веществами, проводить рекультивацию нарушенных земель, восстанавливать их плодородие и другие полезные свойства и своевременно вовлекать земли в хозяйственный оборот.

Рекультивация земель - это комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды.

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

5.3 Соответствие целям и конкретным характеристикам объекта, необходимого для осуществления намечаемой деятельности

Объект исследования – система разработки месторождения Тепловско-Токаревское.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Тепловско-Токаревское.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды и доразведке месторождения.

Область применения – месторождение Тепловско-Токаревское ТОО «ПОЗИТИВ Инвест».

Выбранный вариант осуществления намечаемой деятельности соответствует целям и характеристикам объекта.

5.4 Доступность ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Проектом предусматривается обеспечение проектируемого объекта ресурсами (электроэнергией, водоснабжением и водоотведением).

Ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройства объекта. На период проектируемых работ сырьё и материалы закупаются у специализированных организаций.

Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

5.5 Отсутствие возможных нарушений прав и законных интересов населения затрагиваемой территории в результате осуществления намечаемой деятельности по данному варианту

Законных интересов населения на территорию нет, так как объект находится на удаленном расстоянии от жилой зоны.

Контрактная территория месторождения Тепловско-Токаревское по административному районированию расположена в пределах Таскалинского района и района Бәйтерек Западно-Казахстанской области Республики Казахстан.

Областной центр – город Уральск, расположен в 28 км к юго-востоку от месторождения Тепловское. Ближайшими населенными пунктами к месторождению Тепловское являются п. Павлово и п. Горбуново. Наиболее крупные населенные пункты – поселки сельского типа с населением порядка 5000 человек: Каменка, Зеленое, Переметное, Ростоши расположены вдоль железной дороги, проходящей почти параллельно в 11-19 км южнее КТТГМ. Район месторождения постоянных населенных пунктов не имеет и только в летний период используется в качестве пастбища для скота.

Через город Уральск с юга вдоль Тепловско-Токаревской группы месторождений проходит железнодорожная магистраль и шоссейная дорога с асфальтовым покрытием на Саратов. Железная дорога проходит от Тепловского месторождения на расстоянии 30 км и в 8-14 км к югу от месторождения Каменское. Шоссейная дорога Уральск-Самара проходит через месторождение Тепловско-Токаревское.

Нефтепровод Мангышлак-Самара, проходящий с юга на север, удален от месторождения Тепловское на 11 км. Газопровод Оренбург-Ужгород находится юго-восточнее и проходит на расстоянии 16 км от Тепловского месторождения. Площадь месторождения Тепловское с юга на северо-запад пересекает ЛЭП – 220 Кв.

В районе Тепловско-Токаревской группы имеются месторождения строительных материалов, пригодных для производства кирпича различных марок цемента, керамзита, строительных растворов.

В орфографическом отношении участок группы месторождений (ТТГМ) расположен в пределах отрогов Общего Сырта, представляющего собой увалисто-волнистую равнину, рассеченную речными долинами и балками. Абсолютные отметки рельефа в пределах лицензионной территории колеблются в диапазоне от +70 до +170 м.

Гидрографическая сеть рассматриваемого района представлена рекой Деркул, протекающей к югу от КТТГМ, а также небольшими озерами и прудами.

Рассматриваемый объект находится за границами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов.

Исследования и расчеты, проведенные в рамках подготовки отчета, показывают, что все этапы намечаемой деятельности, предлагаемые к реализации в данном варианте, соответствуют законодательству Республики Казахстан, в том числе в области охраны окружающей среды.

В связи с чем отсутствуют обстоятельства, влекущие невозможность применения данного варианта реализации намечаемой деятельности.

6 ИНФОРМАЦИЯ О КОМПОНЕНТАХ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ И ИНЫХ ОБЪЕКТАХ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ПОДВЕРЖЕНЫ СУЩЕСТВЕННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

6.1 . Жизнь и (или) здоровье людей, условия их проживания и деятельности

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве планируемых работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом.

В целом, химическое и физическое воздействия на состояние окружающей природной среды от производственного объекта, подтвержденные расчетами приземных концентраций, уровня шума на рабочих местах, не превышающие допустимые значения, будет незначительным.

Планируемые работы, не приведут к значительному загрязнению окружающей природной среды, что не скажется негативно на здоровье населения. Будут предусмотрены все необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.

Все работники пройдут необходимую вакцинацию и инструктаж по соблюдению правил личной гигиены, с учетом региональных особенностей, поэтому повышение эпидемиологического риска в районе работ маловероятно.

Привлечение местных трудовых ресурсов снижает вероятность заболеваний среди рабочих, адаптированных к местным климатическим условиям, а также уменьшает риск при внесении инфекционных заболеваний из других регионов.

6.2 Биоразнообразие (в том числе растительный и животный мир, генетические ресурсы, природные ареалы растений и диких животных, пути миграции диких животных, экосистемы)

Негативное воздействие проектируемого объекта на растительный покров прилегающих угодий весьма незначительное и будет ограничиваться выделением пыли во время строительно-монтажных работ. Растительный покров близлежащих угодий не будет поврежден.

Участок не входит в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий. Расстояние от ближайшего особо охраняемых природных территорий - Бударинского государственного природного заказника до группы месторождений Тепловско-Токаревской группы – 52,3 км, от Кирсановского государственного природного заказника – 40,13 км (Рисунок 6.1-6.2)

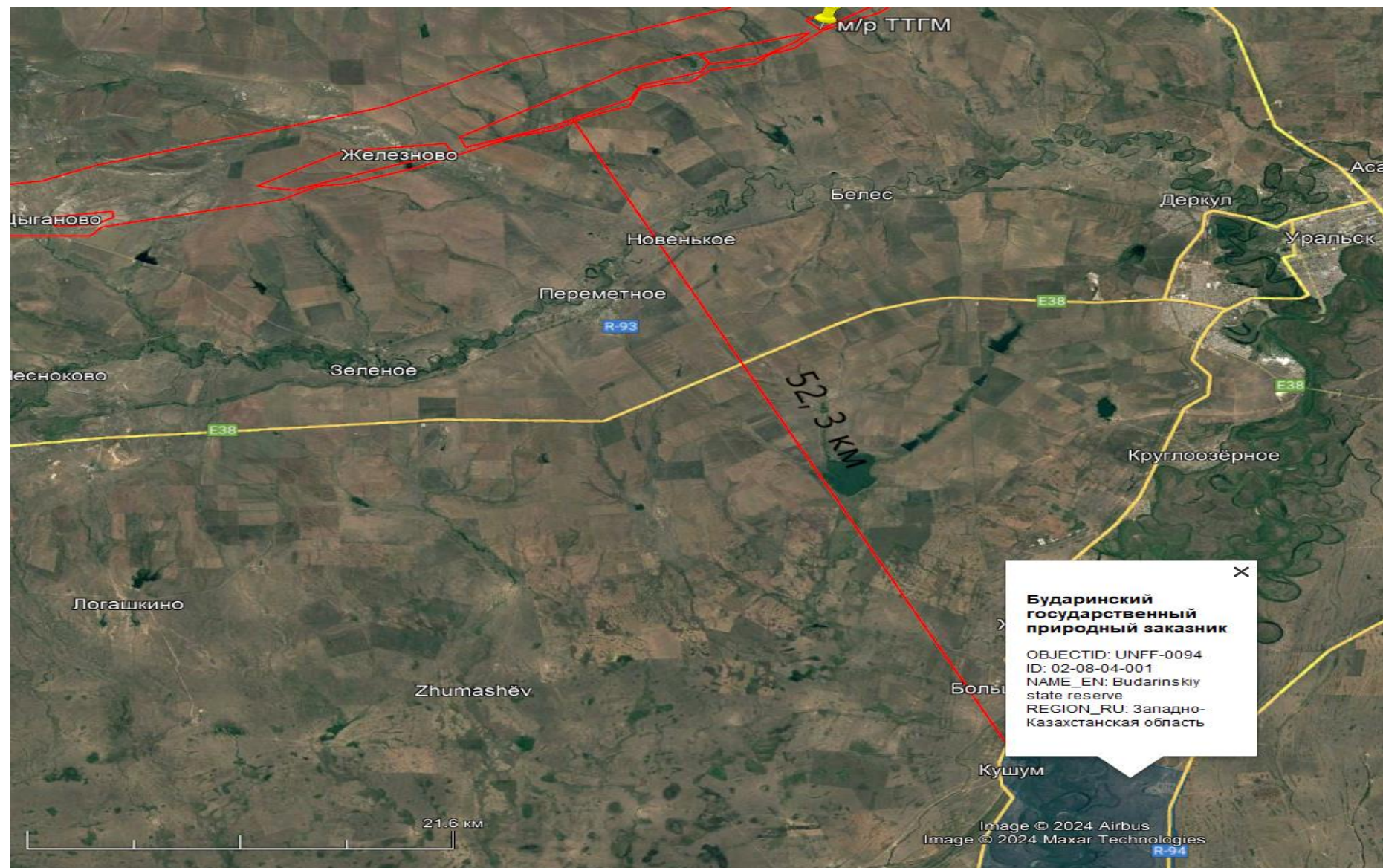


Рисунок 6.1 - Расстояние от ближайшего м/р Гремячинское группы месторождений Тепловско-Токаревской группы до особо охраняемой природной территорий – Бударинского государственного природного заказника (52,3 км).



Рисунок 6.2 - Расстояние от ближайшего м/р Тепловское группы месторождений Тепловско-Токаревской группы до особо охраняемой природной территорий – Кирсановского государственного природного заказника (40,13 км).

При проведении планируемых работ вырубki или переноса древесно-кустарниковых насаждений не предусмотрено. При проведении планируемых работ максимально будут использоваться существующие дороги.

Объемы выбросов незначительны и будут осуществляться на различных локальных участках, продолжительность воздействия также не значительная, т.к. работы носят временный характер. Зона влияния будет ограничиваться территорией воздействия, на которой будет производиться рассеивание загрязняющих веществ.

Фактор беспокойства или антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, свет в ночное время) окажут наиболее существенное воздействие во время работы в теплый период года. В это время возможно исчезновение из мест постоянного обитания представителей наземных позвоночных. В дальнейшем прогнозируется увеличения их численности.

Влияния не изменят коренным образом структуру и направление развития экосистемы и ее способность к самовосстановлению после прекращения или уменьшения степени техногенного воздействия.

В период миграции животных и птиц работы проводиться не будут.

6.3 Земли (в том числе изъятие земель), почвы (в том числе включая органический состав, эрозию, уплотнение, иные формы деградации)

Общая характеристика почв

Почвенный покров представлен преимущественно темно-каштановыми нормальными почвами.

Черноземы южные нормальные имеют крайне незначительное распространение в пределах северной части участка и формируются в автоморфных условиях плоских водоразделов под разнотравно-типчаково-ковыльной растительностью (в ненарушенном состоянии). Черноземы южные имеют среднемощный (50-60 см) слабо уплотненный гумусовый горизонт темно-серого цвета, к низу приобретающий буроватый оттенок.

На темно-каштановых нормальных почвах растительный покров в целинном состоянии представлен типчаково-ковыльными ассоциациями с участием разнотравья и кустарников. Залегание грунтовых вод глубокое (более 10 м). Заметные выделения карбонатов обнаруживаются с 35-45 см в виде белых пятен, реже - белоглазки. Характерной особенностью морфологического строения почв является уплотненность и трещиноватость.

Средне-каштановые глубоковскипающие почвы формируются на породах легкого механического состава под преимущественно типчаково-песчаноковыльной

растительностью в автоморфных условиях. Характерными признаками этих почв являются:

- слабая гумусированность;
- несколько увеличенная (по сравнению со средне-каштановыми нормальными почвами) мощность гумусового горизонта;
- слабая дифференцированность гумусового горизонта, имеющего буровато-каштановую окраску, постепенно светлеющую вглубь.

Средне-каштановые эродированные почвы развиваются под разреженной растительностью в условиях сильно расчлененного рельефа по склонам оврагов и балок. Подвергаясь интенсивному смыву, они характеризуются небольшой мощностью гумусового горизонта.

Лугово-каштановые темные почвы формируются в понижениях рельефа при воздействии дополнительного грунтового и поверхностного увлажнения под лугово-степной растительностью на близких (3-5 м) грунтовых водах, обычно слабоминерализованных. Отличительными морфологическими признаками этих почв являются более темная, чем у автоморфных зональных почв, окраска гумусового горизонта, увеличенная его мощность (до 90 см), комковатая структура верхнего горизонта. Вскипание обнаруживается в нижней части гумусового горизонта. В белесовато-буром карбонатном горизонте, залегающем ниже гумусового, отмечаются выделения карбонатов в виде редких пятен.

Лугово-каштановые темные солонцеватые почвы приурочены преимущественно к замкнутым понижениям рельефа, создающим условия для соленакопления - западинам, ложбинам, а также надпойменным террасам в тех частях долин рек, где русла имеют неглубокий врез, а слабо выраженный паводок не способствует вымыванию солей. По сравнению с лугово-каштановыми темными обыкновенными почвами лугово-каштановые темные солонцеватые почвы обладают более низким естественным плодородием.

Солонцы лугово-степные солончаковые не образуют однородных контуров. Залегая в комплексе с лугово-каштановыми почвами, они занимают микрорельефные повышения.

Луговые темные обыкновенные почвы имеют незначительное распространение в пределах левобережной части, формируясь в понижениях рельефа под разнотравно-луговой растительностью в условиях гидроморфного режима вследствие близкого (1-3 м от поверхности) залегания грунтовых вод, а также весеннего затопления их талыми снеговыми водами. Луговые почвы имеют довольно мощный (до 80-100 см) гумусовый

горизонт зернисто- комковатой структуры.

Пойменные луговые темные почвы залегают по пойменным террасам р. Урал и нижнему течению впадающих в него рек под разнотравно-луговой растительностью. Формирование их связано с периодическим затоплением паводковыми водами и с близким от поверхности залеганием грунтовых вод (1,5-2 м). Характерными особенностями морфологического строения почв являются слоистость профиля, непрочная структура, наличие погребенных гумусовых горизонтов и крайне неоднородный механический состав.

Пойменные песко-луговые почвы образуются в пределах поймы р. Урал в ее прирусловой части. Формируются на грубых песчаных слоистых отложениях. Почвы характеризуются большой вариабельностью морфологических признаков из-за различного возраста и слоистости пород.

Пески широко распространены в правобережной части участка и представляют собой перевеянные древнеаллювиальные отложения.

Состояние почв

Территория площади работ, на которой будут проводиться работы по бурению скважин, находится в малонаселенной местности, вдали от крупных промышленных и сельскохозяйственных объектов. Местное население использует данную территорию как малопродуктивные пастбища.

Объекты месторождения оказывают только локальное воздействие на состояние почвенного покрова территории. Большая часть территории остается в ненарушенном состоянии.

Антропогенная трансформация почв, в пределах характеризуемой территории, обуславливается как сельскохозяйственными, так и техногенными факторами. В зависимости от характера антропогенного воздействия трансформация почвенного покрова проявляется в полном или частичном уничтожении почвенного профиля, нарушении мощности генетических горизонтов, изменении физических (плотность, структура, порозность, связность, агрегированность и др.) и химических (содержание гумуса, элементов зольного питания, высокомолекулярных соединений, реакция почвенных суспензий, распределение солей по профилю и др.) свойств почв; нарушении водного режима; химическом загрязнении почв.

Наиболее значительное место по охватываемой территории в пределах контрактной территории занимает трансформация почв, обусловленная *сельскохозяйственными факторами*.

Пастбищная дигрессия почвенного покрова происходит в результате перегрузки

угодий скотом и интенсификации выпаса и является причиной нарушений почвенного покрова. При этом поверхность почвы вытаптывается, распыляется и подвергается дефляции, ухудшаются физико-химические и водно-физические свойства почв. Интенсивный выпас является причиной потери до 30 % содержания гумуса, 20-50 % элементов питания растений, до 10% емкости поглощения. Помимо этого, в поверхностных горизонтах наблюдается увеличение количества воднорастворимых солей и карбонатов.

Высокая степень деградации почвенного покрова обуславливается *техногенными факторами* воздействия, которые вызывают:

- механическое нарушение почвенного профиля и создание антропогенных форм рельефа;
- изменение водного режима почв;
- изменения в режиме соленакопления почв;
- химическое загрязнение почв и засорение их различными отходами.

При этом, как показывает практика, все эти виды техногенного воздействия взаимосвязаны между собой и приводят к коренным изменениям в свойствах почв.

Техногенные линейные нарушения почвенного покрова при их кажущейся локальности могут занимать большие площади. При проложении трубопроводов и асфальтированных трасс площадь нарушенных земель без учета косвенного влияния на почвенно-растительный покров по различным оценкам составляет от 2,3-2,5 до 4 км² на 100 км, для действующих грунтовых дорог - от 0,8 до 2 км². Зона косвенного влияния техногенных нарушений, связанных с изменением водного и солевого режима, состава растительности прилегающих территорий, захватывает территорию в 2-3 раза больше.

Дорожная дигрессия почв является неизбежной составляющей любого вида антропогенного воздействия.

В качестве одной из основных причин деградации физических свойств почв вследствие транспортных нагрузок выступает переуплотнение почв. При уплотнении почв образуется глыбистая малопористая структура, увеличивается количество горизонтально ориентированных пор, снижается наименьшая влагоемкость, коэффициент фильтрации и влагопроводности, что даже при незначительных уклонах поверхности приводит к ускоренному развитию процессов водной эрозии. На легких по механическому составу почвах уничтожение растительности и нарушение структурного состояния поверхностных горизонтов приводит к образованию очагов дефляции.

Проложение профилированных дорог сопровождается возведением насыпей и выемкой грунта, что приводит к необратимым нарушениям почвенного покрова, а обнажение засоленных подстилающих пород и изменение водного режима по задирам при

интенсивном испарении приводит, как правило, к образованию вторичных техногенных солончаков. В результате вдоль дорог создается зона отчуждения шириной до 30 м.

Помимо профилированных грейдерных дорог, в пределах контрактной территории проложены многочисленные грунтовые дороги, которые образуют особенно густую сеть вокруг поселков, а также сопровождают все линии коммуникаций.

В целом *дорожно-транспортные нарушения* почвенного покрова можно условно разделить на:

- очень сильные, приуроченные в первую очередь к грейдерным автомобильным трассам, а также грунтовым дорогам круглогодичной интенсивной эксплуатации с многочисленными дублирующими колеями, приведшие к необратимым нарушениям до непроходимости и, как следствие, к образованию параллельных колеи - около 10% от общей протяженности;
- сильные, характеризующиеся необратимыми нарушениями без образования дублирующих колеи, но с тенденцией к усилению процессов деградации (основные региональные грунтовые дороги постоянной эксплуатации) - около 40%;
- умеренные, приуроченные к дорожной сети временной или редкой эксплуатации (дороги, связующие законсервированные скважины, различные объездные и пр.) - около 30%;
- слабые, связанные с единовременным или непродолжительным воздействием, находящиеся в стадии самовосстановления растительного и почвенного покрова - около 20%.

Селитебно-промышленная деградация почв связана с полным уничтожением естественного почвенного покрова и помимо участков размещения жилых строений захватывает большую территорию вокруг населенных пунктов, которая является зоной многопланового антропогенного воздействия, характеризующегося образованием техногенного рельефа положительных (насыпи, валы) и отрицательных форм (выемки, траншеи), сопровождаемым техногенной турбацией (потеря горизонтальной стратификации, уплотнение, перемешивание субстратов разных горизонтов), денудацией (формирование почв с неполным или укороченным профилем), погребением почв извлеченными на поверхность подстилающими породами, загрязнением различного рода промышленными и бытовыми отходами.

Следствием интенсивных механических нарушений почвенного покрова является развитие процессов ветровой эрозии почв легкого механического состава, вторичное засоление почв, изменение водного режима почв как в сторону усиления гидроморфизма (по отрицательным техногенным формам рельефа - обочины дороги, ямы, траншеи и т.п.),

так и уменьшения - по положительным (валы, насыпи и пр.).

Нарушения почвенного покрова подобного рода являются необратимыми и приводят к образованию полностью трансформированных загрязненных и засоленных почвогрунтов и характеризуются как крайняя степень деградации почв.

Выбор критериев экологической оценки состояния почв определяется спецификой их местоположения, генезисом, буферностью, а также разнообразием их использования. В оценке экологического состояния почв основными показателями степени экологического неблагополучия являются критерии физической деградации, химического и биологического загрязнений.

6.4 Воды (в том числе гидроморфологические изменения, количество и качество вод)

Поверхностные воды района

Гидрографическая сеть рассматриваемого района представлена рекой Деркул, протекающей к югу от Каменско-Тепловско-Токаревской группы газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений (КТТГМ), а также небольшими озерами и прудами.

Деркул (Дерколь) — река в Западно-Казахстанской области Казахстана в бассейне реки Урал, крупнейший приток реки Шаган (Чаган). Берёт своё начало на возвышенности Общий Сырт у северного подножия горы Ички (280 м). Деркул течёт почти под прямым углом по отношению к Чагану и впадает в него в нескольких километрах от впадения в Урал (близ города Уральск). Протекает около крупных населённых пунктов Западно-Казахстанской области (Таскала, Деркул, Перемётное, Зелёное).

Длина 176 км, площадь бассейна 2250 км². Пересыхающая река. Питание снеговое, дождевое и грунтовое. Несколько небольших притоков. Замерзает с конца ноября до начала апреля. Среднегодовой расход воды 2,4 м³/с. Соленость воды 0,5—1,5 г/л. Пойма используется для сенокоса. Близлежащие населенные пункты иногда сталкиваются с проблемой подтопления в связи с весенними паводками на реке Деркул. Причину местные власти видят в том, что дно Деркула очень обмелело, и талые воды просто не вмещаются в берега.

Средняя продолжительность половодья на реке Деркул 30÷50 дней. Подъем уровня половодья происходит интенсивно, в сутки вода поднимается до 1-2 м. В течение 2-5 дней уровень воды достигает максимума, и держится не более 2-х суток. Спад проходит также интенсивно, как и подъем, в течение десяти дней. В сутки вода падает на 50-100 см. Минимальное половодье наступает в конце марта – начале апреля и достигает меженного уровня (до 4-5 м). Продолжительность летнего меженного периода 70-160 дней. Начинается межень с конца июня – начала июля и длится до октября. Минимальные уровни наступают в конце августа или в сентябре и составляют 150-160 см. В меженный период река Деркул

постоянного водотока не имеет и сохраняется в виде отдельных плесов. Сток регулирован системой плотин. Вода из водохранилищ используется для орошения.

Первые ледовые явления появляются осенью, в первой половине ноября, продолжительность ледообразования 15-20 дней. Продолжительность ледостава 120-170 дней. Средняя толщина льда 40-80 см, наибольшая 1,0 м. Река Деркул имеет 5 временных притоков.

Долины рек глубоко врезаны и выполнены аллювиальными отложениями. Вода в реках пригодна для технических нужд.

Характеристика подземных вод

Месторождение Тепловско-Токаревское расположено в северной части Прикаспийского артезианского бассейна, где выделяются два гидрогеологических этажа: надсолевой и подсолевой, разделенные региональным водоупором соленосной толщи кунгурского яруса.

Надсолевой гидрогеологический этаж характеризуется инфильтрационным гидродинамическим режимом с движением вод с севера от главных областей питания на юг, в сторону центральной части Прикаспийской низменности. На отдельных участках зоны свободного водообмена, питание верхних водоносных горизонтов происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, а разгрузка осуществляется в речную сеть.

В подсолевом гидрогеологическом этаже существует два гидродинамических режима – инфильтрационный и элизионный. Наличие обоих режимов обусловлено процессом отжима седиментационных вод из наиболее погруженной части Прикаспийской впадины в направлении ее бортовых зон. Движение подземных вод происходит с юга и юго-востока на север и северо-запад. При указанной ориентации движения водных потоков в подсолевых отложениях миграция флюидов происходит от погруженных участков Прикаспийской впадины в сторону положительных структур, расположенных в прибортовой зоне, где создаются благоприятные условия для аккумуляции и консервации скоплений углеводородов.

Соленосная толща кунгура представляет собой водоупор, однако на некоторых участках северной бортовой зоны Прикаспийской впадины из межсолевых проницаемых пород отмечается рапопроявления с АВПД. Так, в скважине П-2 месторождения Чинаревское с глубины 1897 м отмечается самоизлив воды дебитом 11 м³/сут. Воды при минерализации 382-420 г/дм³ перенасыщены водорастворенными солями, состав хлоридно-кальциевый. Для них характерно высокое содержание микрокомпонентов: брома, йода, бора.

Воды межсолевых кунгурских отложений по некоторым характеристикам позволяют

выделить в самостоятельный гидрогеологический этаж. Особенностью их режима является закрытость гидрогеологической системы, следствием чего является возникновение высоких пластовых давлений и предельно высокой минерализацией пластовых вод. Перечисленные особенности связаны с влиянием галогенеза, в ходе которого линзы рапы в толще соли, находящиеся практически под литологическим давлением, могли инъецироваться в межсолевые коллекторы.

В разрезе подсолевого гидрогеологического этажа в пермских отложениях выделяются следующие водоносные комплексы: татарский, казанский, иреньская свита, филипповский, артинский, сакмарский и ассельский.

На месторождении Тепловское отобрана одна проба воды из скважины П-1 казанского горизонта верхнепермского отложения для проведения анализа по определению физико-химических свойств подземной воды. Подземная вода верхнепермского горизонта месторождения Тепловское представляют собой рассолы хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы. Минерализация составляет 258,6 г/дм³. Вода практически малосульфатная, содержание сульфат-иона – 7,3 мг-экв/дм³. Общая жесткость верхнепермской воды обусловлена суммарным содержанием

Ca²⁺ и Mg²⁺ и исходя из значений данных компонентов, является очень жесткой. Кальций является одним из характерных компонентов вод верхнепермского водоносного комплекса, пластовая вода которого заметно им обогащена. Концентрация кальция – 922,1 мг-экв/дм³. Содержание магния значительно уступает кальцию и составляет 178,1 мг-экв/дм³, а гидрокарбонат-ион – 0,8 мг-экв/дм³. Плотность пластовой воды верхнепермских отложений в стандартных условиях составляет 1,18 г/см³. При обводнении продукции в результате разгазирования и изменения термобарических условий (значительное падение давления, понижение температуры) в скважинах могут возникнуть осложнения, связанные с отложением солей.

В рамках исполнения настоящей работы интерес вызывают подземные воды филипповского горизонта нижнепермской системы, поэтому в дальнейшем дана характеристика именно водам этих отложений.

Физико-химические свойства подземных вод филипповского горизонта изучен в скважине 32 (инт. отб. -3067-3073 м) (таблица 5.5.1). Подземные воды представляют высокоминерализованные рассолы хлоркальциевого типа, а также являются высоко метаморфизованными и низко сульфатными. Минерализация составляет 260,3 г/дм³.

Подземные воды филипповского горизонта нижнепермских отложений содержат различные микрокомпоненты и минеральные вещества, но в отобранной пробе воды был определен следующие: бор – 101,7 мг/дм³, йод – 3,38 мг/дм³ и бром – 319,6 мг/дм³.

Пластовые температуры в водоносной части филипповского горизонта нижнепермских отложений изменяются от 78 °С до 80 °С, замеряется максимальными ртутными и электрическими термометрами. Геотермический градиент в среднем составляет 2,8 °С на каждые 100 м погружения, а геотермическая ступень – 35,7 м.

Режим работы залежей углеводородов газовый. Пластовая вода ввиду замкнутости гидродинамической системы и низких показателей коллекторских свойств оказывает незначительное влияние на работу месторождения Тепловское, связанное с ее упругими свойствами и выделением растворенного газа по мере снижения пластового давления, что на поздних стадиях разработки приведет к незначительному ухудшению качества добываемой продукции.

6.5 Атмосферный воздух (в том числе риски нарушения экологических нормативов его качества, целевых показателей качества, а при их отсутствии – ориентировочно безопасных уровней воздействия на него)

Наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха, проводимые как составная часть государственного мониторинга окружающей среды, осуществляется государственным подразделением «Казгидромет».

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в районе расположения месторождения не осуществляются.

Выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным, т.к. в данном районе постов наблюдений нет.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии будет расчётным методом.

Как показали результаты расчетов максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, отходящих от источников, располагающихся на территории рассматриваемого объекта, превышение предельно допустимых концентраций (ПДК) в СЗЗ по всем веществам и их группам, обладающим суммирующим воздействием, отсутствует.

Риски нарушения экологических нормативов минимальны. Технология производства предприятия исключает залповые и аварийные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

Безопасные уровни воздействия на окружающую среду представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Безопасные уровни воздействия на окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности ЗВ
1	2	3	4	5	6	7
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50	
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30	

0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,2			3
0621	Метилбензол (349)		0,6			3
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3
В С Е Г О :						

6.6 Сопротивляемость к изменению климата экологических и социально-экономических систем

Одной из мер по борьбе с изменением климата является сокращение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

При планировании строительно-монтажных работ учитываются требования в области ООС. На предприятии планируется постоянно осуществляться мероприятия по снижению выбросов пыли путем гидрообеспыливания при проведении земляных работ, с эффективностью пылеподавления 50% и гидрозабойки скважин с эффективностью пылеподавления 85%.

Применяемые мероприятия, относятся к техническим и в соответствии с нормами проектирования горных производств, применяются при разработке проектной документации.

Планируется использовать современное оборудование, оснащенное различными видами технических средств, способствующих уменьшению образования и выделения выбросов, при выполнении различных видов операций.

Воздействие на атмосферный воздух допустимое.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра не предусматривается.

В целом, как и любая деятельность, горнодобывающая промышленность будет воздействовать на животный и растительный мир путем потери и разрушения мест обитания, воздействия загрязняющих веществ на флору и фауну в ходе производственной деятельности.

Практика проведения аналогичных видов работ на рассматриваемой территории показывает, что при проведении проектных видов работ, существенного, критичного нарушения растительности не наблюдается, которые имели бы большую площадную выраженность. В процессе проведения работ наблюдаются лишь механическое повреждение отдельных особей или групп особей на узколокальных участках.

При правильно организованном обслуживании оборудования, техники и автотранспорта; выполнении основных требований по охране окружающей среды: заправка в специально отведенных местах, использование поддонов, выполнение запланированных требований в управлении отходами и хранении ГСМ - воздействие на загрязнение почвенно-растительного покрова углеводородами и другими химическими веществами

будет незначительно.

Воздействие на водный бассейн и почвы допустимое.

При этом отказ от реализации намечаемой деятельности не приведет к значительному улучшению экологических характеристик окружающей среды, но может привести к отказу от социально важных для региона и в целом для Казахстана видов деятельности.

6.7 Материальные активы, объекты историко-культурного наследия (в том числе архитектурные и археологические), ландшафты

В непосредственной близости от района расположения объекта особо охраняемые и ценные природные комплексы (заповедники, заказники, памятники природы) отсутствуют.

Охрана археологических памятников в зонах строительных работ и порядок использования территории в хозяйственных целях закреплены в нашей стране Законом Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия».

Действующее законодательство запрещает любые разрушения археологических памятников. Строительные работы в зонах охраны памятников могут допускаться только с разрешения органов власти после предварительной научной археологической экспертизы, проводимой специализированными научно-исследовательскими археологическими учреждениями, имеющими государственную Лицензию на проведение данного вида работ.

Разработка мероприятий по обеспечению сохранности археологических памятников в зонах работ, которая включает в себя выявление и фиксацию памятников, является важной составной частью проектирования хозяйственных объектов. Эти мероприятия должны включаться в проектно-сметную документацию строительных, дорожных, мелиоративных и других работ.

Для предотвращения угрозы случайного повреждения памятников археологии проектом должен быть предусмотрен ряд мероприятий:

- строительство защитного ограждения по границе памятников археологии;
- соблюдение охранной зоны 40 м от границ памятников археологии;
- при строительстве на участках под реализацию проекта необходимо проявлять бдительность и осторожность; в случае обнаружения остатков древних сооружений, артефактов, костей и иных признаков материальной культуры, необходимо остановить все земляные и строительные работы и сообщить о находках в местные исполнительные органы или иную компетентную организацию;
- в случае изменения границ земельных участков под строительство необходима консультация с компетентной организацией либо проведение дополнительной

археологической экспертизы участков в измененных границах;

– при автомобильной дороге все работы проводить за пределами охранных зон и границ объектов.

7 ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ (ПРЯМЫХ И КОСВЕННЫХ, КУМУЛЯТИВНЫХ, ТРАНСГРАНИЧНЫХ, КРАТКОСРОЧНЫХ И ДОЛГОСРОЧНЫХ, ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ) НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

7.1 Строительства и эксплуатации объектов, предназначенных для осуществления намечаемой деятельности, в том числе работ по постутилизации существующих объектов в случаях необходимости их проведения

При проведении разработки месторождения по данному плану временное строительство зданий и сооружений не предусматривается.

Персонал, задействованный в производстве работ, и все грузы будут доставляться автомобильным транспортом. Постутилизации существующих объектов проводиться не будет.

Данный раздел написан согласно главе 3 п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424.

1. Намечаемая деятельность не затрагивает и не оказывает косвенное воздействие на:

- особо охраняемые природные территории, их охранных зон, территорий земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения; территории природных ареалов редких и находящихся под угрозой исчезновения видов животных и растений;

- участки размещения элементов экологической сети, связанных с системой особо охраняемых природных территорий; - территории (акватории), на которой выявлены исторические загрязнения;

- территории населенных пунктов или его пригородной зоны;

- территории с чрезвычайной экологической ситуацией или в зоне экологического бедствия.

Намечаемая деятельность не включает лесопользование, использование нелесной растительности, специальное водопользование, пользование животным миром, использование невозобновляемых или дефицитных природных ресурсов, в том числе дефицитных для рассматриваемой территории.

Реализация данного проекта не предусматривает изъятие земель, что не повлечет за собой сокращения мест обитания животных и не приведет естественному уменьшению их кормовой базы.

Намечаемая деятельность будет проводиться за пределами водоохраных зон и полос водных объектов, не предусматривает организацию сбросов загрязненных стоков в водные объекты и окружающую среду и не окажет диффузного загрязнения водных

объектов.

На территории рассматриваемого участка отсутствуют месторождения подземных вод.

Учитывая выше сказанное, планируемые работы не создадут риски загрязнения водных объектов.

При соблюдении технических решений, предусмотренных проектом, намечаемая деятельность не приведет к возникновению аварий и инцидентов, способных оказать воздействие на окружающую среду и здоровье человека.

Намечаемая деятельность не приведет к экологически обусловленным изменениям демографической ситуации, рынка труда, условий проживания населения и его деятельности, включая традиционные народные промыслы.

Намечаемая деятельность планируется на территории, где отсутствуют объекты, имеющие особое экологическое, расположенные вне особо охраняемых природных территорий, земель оздоровительного, связанных с особо охраняемыми природными территориями.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на компоненты природной среды, важные для ее состояния или чувствительные к воздействиям вследствие их экологической взаимосвязи с другими компонентами (например, водно-болотные угодья, водотоки или другие водные объекты, горы, леса).

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на маршруты или объекты, используемые людьми для посещения мест отдыха или иных мест.

Намечаемая деятельность не оказывает воздействие на населенные или застроенные территории.

На рассматриваемой территории отсутствуют объекты чувствительные к воздействиям (например, больницы, школы, культовые объекты, объекты, общедоступные для населения).

Намечаемая деятельность не создаст экологические проблемы под влиянием землетрясений, просадок грунта, оползней, эрозий, наводнений, а также экстремальных или неблагоприятных климатических условий (например, температурных инверсий, туманов, сильных ветров).

7.2 Использование природных и генетических ресурсов (в том числе земель, недр, почв, воды, объектов растительного и животного мира – в зависимости от наличия этих ресурсов и места их нахождения, путей миграции диких животных, необходимости использования невозобновляемых, дефицитных и уникальных природных ресурсов)

Природные и генетические ресурсы для осуществления производственной деятельности не используются.

8 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ И КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭМИСИЙ, ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ВЫБОРА ОПЕРАЦИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ

Качество атмосферного воздуха, как одного из компонентов природной среды, является важным аспектом при оценке воздействия предприятия на окружающую среду и здоровье населения.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения выполнено с учетом действующих методик, расходного сырья и материалов.

Намечаемая деятельность предусматривает проект разработки месторождения.

Объект исследования – система разработки месторождения Тепловско-Токаревское.

Цель работы – обоснование рациональной системы разработки месторождения Тепловско-Токаревское.

В проекте приведены сведения о геологической характеристике месторождения, физико-химических свойствах пластовых флюидов, запасах нефти и газа. Проанализированы результаты гидродинамических исследований скважин и пластов, промыслово-геофизические исследования по контролю за разработкой пластов. Дано обоснование выбора эксплуатационных объектов и расчётных вариантов разработки. На основе анализа технико-экономических показателей выбран рекомендуемый вариант разработки месторождения. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин. Составлены мероприятия по контролю за разработкой, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования, охране недр и окружающей среды.

ТОО «ПОЗИТИВ Инвест» имеет Контракт № 25 от 3 марта 1995 года на добычу углеводородов для Района оценки «Каменское» и Района разработки «Каменско-Тепловско-Токаревское» в Западно-Казахстанской области Республики Казахстан. Период добычи закреплён Дополнением №3 к Контракту №25 сроком на 25 лет – до 13.12.2044 г. (№4773-УВС от 13.12.2019 г.). Горный отвод (Участок недр) предоставлен для осуществления операций по недропользованию на месторождении Тепловско-Токаревской группы в пределах блоков XIV-8-А (частично), XIV-8-В (частично), XIV-8-С (частично), XIV-9-А (частично), XIV-9-В (частично), XIV-9-С (частично), XIII-9-Е (частично), XIII-9-Г (частично), XIII-10-Д (частично), XIII-10-Е (частично), на основании решения Компетентного органа МЭ РК Протокол №4/МЭ РК от 26.02.2019 г. Площадь горного отвода – 373,079 (триста семьдесят три целых семь десять девять тысячных сотых) км².

Вид недропользования - добыча углеводородного сырья.

Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2026- 2050 годы.

Рентабельный период по вариантам составил: 2 вариант – 2026-2050 гг.

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

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 33,0327 г/сек или 223,007087 т/период; при расконсервации/восстановлении 1 скважины – 14,15565 г/сек или 11,041616 т/период.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год по 2 рекомендуемому варианту при максимальном фонде скважин (2050 год) – 0,824427 г/сек или 10,35314 т/год. При реализации рекомендуемого варианта разработки № 2 наибольший годовой выброс ожидается в 2050 году при максимальном фонде скважин. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности: Сероводород – 0,061085 т/г; Смесь углеводородов предельных C1-C5 – 7,00134251267 т/г; Смесь углеводородов предельных C6-C10 – 3,24452656057 т/г; Бензол – 0,02314186119 т/г; Диметилбензол – 0,00727315651 т/г; Метилбензол – 0,01454631302 т/г; Метанол (Метиловый спирт) – 0,001228 т/г. **Всего: 10,35314357 т/год.**

Выбросы при бурении 20 скважин составят 660,6547 г/с или 4460,141737 т/г (по проекту аналогу).

Выбросы при восстановлении/расконсервации 10 скважин составят 424,669539 г/с или 331,24848 т/г (по проекту аналогу).

Также на балансе предприятия находится автотранспорт (передвижные источники).

Нормативы эмиссий от передвижных источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу не устанавливаются согласно ст.202 п.17 Экокодекса РК в связи с чем, расчет выбросов от автотранспорта в проекте не приводятся.

Предварительный расчет выбросов загрязняющих веществ представлены в приложении 1.

Сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, на рельеф местности не предусмотрены.

Сбросы загрязняющих веществ: Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут.

Отвод хозяйственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит 694,92

м³/период ведения буровых работ на 1-ой скважине.

Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит 1651,2 м³/период ведения работ по расконсервации/восстановлению 1-ой скважины.

Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют.

В период проведения работ на территории рассматриваемого объекта образуются коммунальные отходы. Коммунальные отходы образуются в процессе жизнедеятельности рабочего персонала предприятия.

Накопление и размещение отходов на месте их образования осуществляется в соответствии с соблюдением экологических требований на специально оборудованной площадке. По мере накопления отходы вывозятся с территории предприятия, согласно договору со специализированной организацией имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения, соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм.

9 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА НАКОПЛЕНИЯ ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ

При определении нормативов образования отходов применяются такие методы, как метод расчета по материально-сырьевому балансу, метод расчета по удельным отраслевым нормативам образования отходов, расчетно-аналитический метод, экспериментальный метод, метод расчета и фактическим объемам образования отходов для основных, вспомогательных и ремонтных работ.

Расчет предельного количества отходов, образующихся в результате планируемых работ, проведен на основании:

- «Методики разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» Приложение №16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008 г. № 100-п;

- «Методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов», утвержденная приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206;

- РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».

Таблица 9.1 - Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся в период бурения скважин по рекомендуемому 2 варианту (20 скв.).

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год, от 1 скв.	Лимит накопления, тонн/год, от 20 скв. (2 реком. вариант)
Всего	-	2920,73171	58414,634
в том числе отходов производства	-	2915,22971	58304,594
отходов потребления	-	5,502	110,04
Опасные отходы			
Буровой шлам**	-	1421,09	28421,8
Отработанный буровой раствор	-	1189,8	23796,0
Буровые сточные воды	-	297,455	5949,1
Промасленная ветошь **	-	0,1126	2,3
Отработанные масла**	-	0,0102	0,2
Отработанные аккумуляторные батареи	-	0,00011	0,0
Тара из-под хим.реагентов (полипропиленовые мешки)	-	2,248	45,0
Тара из-под химреагентов (пластиковые канистры)	-	0,462	9,2
Тара из-под химреагентов (металлические бочки)	-	1,7	34,0
Не опасные отходы			
Металлолом**	-	0,7584	15,168
Бумажная и картонная упаковка	-	1,5784	31,568
Огарки сварочных электродов**	-	0,015	0,300
Коммунальные отходы**	-	5,502	110,040
Зеркальные			
-	-	-	-

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, контейнерах и иных объектах хранения).

Программой управления отходами будут учтены требование ст 320 ЭК о временном складировании отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению; требования к раздельному сбору отходов ст.321 ЭК.

Также будут учтены требования санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» №КР ДСМ-331/2020 от 25.12.2020 г. - сроки хранения коммунальных в контейнерах при температуре 0оС и ниже - не более трех суток, при плюсовой температуре - не более суток.

При соблюдении методов накопления и временного хранения отходов, а также при своевременном вывозе отходов производства и потребления с территории участка лицензии, для передачи их сторонней организации либо их переработки, не произойдет негативного воздействия на окружающую среду и здоровье населения.

**10 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНЫХ ОБЪЕМОВ ЗАХОРОНЕНИЯ
ОТХОДОВ ПО ИХ ВИДАМ, ЕСЛИ ТАКОЕ ЗАХОРОНЕНИЕ ПРЕДУСМОТРЕНО В
РАМКАХ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Захоронение отходов по их видам на предприятии не предусмотрено.

11 ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕРОЯТНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, ХАРАКТЕРНЫХ СООТВЕТСТВЕННО ДЛЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРЕДПОЛАГАЕМОГО МЕСТА ЕЕ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ, ОПИСАНИЕ ВОЗМОЖНЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВРЕДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, СВЯЗАННЫХ С РИСКАМИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ И ОПАСНЫХ ПРИРОДНЫХ ЯВЛЕНИЙ, С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ

11.1 Вероятность возникновения отклонений, аварий и инцидентов в ходе намечаемой деятельности

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной, статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта. Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при эксплуатации месторождений и объектов инфраструктуры принят в системе следующих оценок «практически невероятные аварии - редкие аварии - вероятные аварии - возможные неполадки - частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи. Аварийные ситуации на нефтепромысле могут возникнуть при эксплуатации скважины по добыче нефти, газа и быть связанными с разливами и выбросами нефтепродуктов и газопроявлений.

11.2 Вероятность возникновения стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

- первая - характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред;
- вторая - объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;
- третья - неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним, так как разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при эксплуатации месторождений по добыче, подготовке нефти и газа и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются аварийные разливы нефти (выбросы флюида) и выбросы газа, аварии с автотранспортной техникой. Из возможных аварийных ситуаций, связанных с выбросом нефтепродуктов, применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из устья скважины, резервуаров, трубопроводов, топливных баков спецтехники и автотранспорта или в результате опрокидывания спецтранспорта и автотранспорта. При возникновении аварийной ситуации значительные объемы пролитых нефтепродуктов трубопроводов, резервуаров, топливных баков автотранспортных средств и др. могут нанести значительный ущерб природной среде.

Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади рассматриваемых объектов маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитых нефтепродуктов в результате аварий на нефтепромысле. Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива - в сухое время года при сильных постоянных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным.

Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия

пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Опыт эксплуатации нефтепромысловых объектов показывает, что вероятность возникновения аварий от внешних источников незначительна.

Причина аварийности из-за ошибочных действий персонала практически полностью связана с неэффективной организацией эксплуатации объектов, недостатками правового обеспечения промышленной безопасности и «человеческим фактором».

Основными причинами возникновения аварийных ситуаций при наземке на рассматриваемом территории являются:

- нарушение технологических процессов;
- технические ошибки операторов и другого персонала, нарушения техники безопасности и противопожарной безопасности;
- нарушением технологии эксплуатации и обслуживания оборудования, отказом работы оборудования, человеческим фактором;
- отравление выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания спецтехники и автотранспорта, работающих на нефтепромысле;
- несоблюдение требований противопожарной защиты при использовании ГСМ;
- переполнение хозяйственно - бытовыми сточными водами емкостей автономных туалетных кабин;
- аномальные природные явления (бури, ураганы, атмосферные осадки и высокая температура).

11.3 Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него

При возникновении аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него основные неблагоприятные последствия заключаются в остановке предприятия, разрушении зданий и сооружений.

Вероятность возникновения неблагоприятных последствий в результате аварий, инцидентов, природных стихийных бедствий в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности и вокруг него – низкая.

11.4 Все возможные неблагоприятные последствия для окружающей среды, которые могут возникнуть в результате инцидента, аварии, стихийного природного явления

Основными объектами воздействия являются:

- атмосферный воздух;
- водные ресурсы;

- почвенно-растительные ресурсы.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

Исходя из анализа исследований наиболее значительными авариями являются аварии, связанные с воздействием на атмосферный воздух.

Для атмосферы характерна чрезвычайно высокая динамичность, обусловленная как быстрым перемещением воздушных масс в латеральном и вертикальном направлениях, так и высокими скоростями, разнообразием протекающих в ней физико-химических реакций.

Атмосфера рассматривается как огромный «химический котел», который находится под воздействием многочисленных и изменчивых антропогенных и природных факторов.

Возможное воздействие на воздушную среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, кратковременного действия, по величине воздействия как умеренной значимости.

Воздействие возможных аварий на водные ресурсы

Практически невозможно предотвратить загрязнение поверхностных и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов. Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод. Особое значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют периодический осмотр технологического оборудования, и соответственно проведение профилактического ремонта и противокоррозионных мероприятий металлических конструкций.

Воздействие возможных аварий на почвенно -растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно- растительного покрова, связаны со следующими процессами:

- пожары;
- разливы химреагентов, ГСМ;
- разливы сточных вод.

Необходимо отметить, что серьезное воздействие на компоненты окружающей среды могут оказать и непосредственно ликвидационные работы по изъятию загрязненной почвы и ее утилизации.

Подобные операции обычно требуют привлечения транспортных средств и техники, движение которых происходит на достаточно большой площади. В результате могут уничтожаться естественные ландшафты далеко за пределами очага загрязнения.

Воздействие на социально -экономическую среду

Аварийные ситуации могут оказать воздействие на социальные и экономические условия. Но аварийные ситуации непредсказуемы, а проектирование и будущая

эксплуатация рассчитаны на сведение к минимуму возможных аварийных ситуаций. Прямого социального или экономического воздействия на представителей населения не будет в связи с удаленным расположением проектируемого объекта. Потенциально возможные аварии маловероятны, а запланированные предупредительные и противоаварийные мероприятия позволят ликвидировать их на начальной стадии и минимизировать ущерб окружающей среде.

Негативное воздействие на здоровье населения аварийной ситуации с выбросом вредных веществ маловероятно, вероятность этой ситуации очень мала.

Основное экономическое воздействие крупных аварийных ситуаций проявится в потребности в рабочей силе и оборудовании для ликвидации аварии и ремонту нанесенных повреждений для возврата к нормальной эксплуатации.

Возможное воздействие на социально-экономическую среду при аварийных ситуациях оценивается в пространственном масштабе как локальное, по величине воздействия как слабо отрицательное. Все вышеуказанные негативные воздействия на окружающую среду можно свести к минимуму при соблюдении технологического регламента производственного процесса, профилактического осмотра и ремонта оборудования, правил безопасного ведения работ и проведение природоохранных мероприятий.

11.5 Оценка воздействия аварийных ситуации на окружающую среду

Согласно матрице прогнозируемого воздействия на компоненты окружающей среды, результирующая значимость воздействия предприятия оценивается как с воздействие высокой значимости.

Для оценки экологических последствий намечаемой деятельности был использован матричный анализ. На основе «Методических указаний по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Приказ МОС РК №270-О от 29.10.10 года) предложена унифицированная шкала оценки воздействия на окружающую среду с использованием трех основных показателей: пространственный масштаб воздействия, временной масштаб воздействия и величины (степени интенсивности).

Проанализировав полученные результаты, можно сделать вывод, что воздействие работ на участке будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия - местное воздействие (1) - площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта.
- временной масштаб воздействия - Многолетнее (постоянное) воздействие (4) - продолжительность воздействия от 3-х лет и более.

- интенсивность воздействия (обратимость изменения) - Умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 12 баллов, категория значимости воздействия на атмосферный воздух разработки присваивается среднее (9-27). Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости.

11.6 Меры по предотвращению последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, включая оповещение населения, и оценка их надежности

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Строгое соблюдение обслуживающим персоналом правил и инструкций по технике безопасности, точное выполнение требований инструкций по эксплуатации оборудования и других действующих нормативных документов, технологических инструкций позволяют создать условия, исключающие возможность возникновения аварий.

Для предотвращения аварийных ситуаций и обеспечения минимума негативных последствий при работах по разработке на предприятии:

- Будет разработан специализированный План аварийного реагирования (мероприятия) по ограничению, ликвидации и устранению последствий потенциальных и возможных аварий;

Для правильного и безопасного ведения работ на предприятии будут предусмотрены специальные службы, которые будут выполнять следующие основные мероприятия:

- Ведение установленной документации по предприятию и участие в разработке годовых планов развития производства;
- Ведение вспомогательных работ на производстве;
- Трассирование откаточных автодорог и других линейных сооружений, ведется контроль за планировочными работами;
- Строгое соблюдение технологического режима работы установок и оборудования;
- Контроль технического состояния оборудования;
- Своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт;

- Прекращение слива и налива ГСМ при высоких скоростях ветра (10 м/с и более);
- Обваловка на площадках расположения склада ГСМ, химреагентов, где возможны утечки загрязняющих веществ, обеспечивающие локализацию разлива на ограниченном пространстве при любом реальном сценарии развития аварии;
- Принять эффективные меры по предотвращению разгерметизации резервуаров, автоцистерн, разливов нефтепродуктов и пожаров;
- Использование резервуаров для хранения ГСМ и складов для хранения токсичных материалов, выполненных в строгом соответствии с наиболее «жесткими» нормативами при обеспечении их безопасности, а также с учетом природных условий рассматриваемого региона;
- Проведение постоянного контроля метеопараметров и состояния атмосферного воздуха;
- Контроль режима работы оборудования в периоды неблагоприятных метеорологических условий;
- Планирование и проведение мероприятий по тренингу персонала служб чрезвычайного реагирования и персонала, непосредственно выполняющего работы на аварийно-опасных объектах;
- Использование системы или методов математического моделирования аварийных ситуаций;
- Задействование системы автоматического контроля, включающих аварийную систему первичного реагирования и локальные системы аварийного оповещения;
- Регулярная откачка и вывод хозяйственных сточных вод из гидроизолированных септиков;
- Движение автотранспорта на месторождении регулировать типовыми сигнальными знаками, устанавливаемыми по утвержденной главным инженером предприятия схеме;
- Безопасная эксплуатация транспортных средств должна осуществляться в соответствии с заведенными инструкциями по устройству, эксплуатации и обслуживанию на каждый вид или тип из них. Все ремонты оборудования должны заноситься в паспорта или ремонтные журналы. После капитальных ремонтов должны оформляться акты комиссионной приемки оборудования из ремонта с заключениями о допуске его к эксплуатации;
- Мероприятия по пожарной безопасности перечень первичных средств пожаротушения и места их расположения согласовываются с Госпожнадзором;
- Рабочие и ИТР должны обеспечиваться спецодеждой, средствами индивидуальной

защиты по установленным нормам. На промышленных площадках устанавливать передвижные бытовые вагончики для хранения спецодежды, уголки по технике безопасности.

Своевременное применение вышеперечисленных мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварийных ситуаций позволит дополнительно уменьшить их неблагоприятные последствия, что должно обеспечить допустимые уровни экологического риска проводимых работ разведки.

11.7 Планы ликвидации последствий инцидентов, аварий, природных стихийных бедствий, предотвращения и минимизации дальнейших негативных последствий для окружающей среды, жизни, здоровья и деятельности человека

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий организации, имеющие опасные производственные объекты, обязаны:

- 1) планировать и осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- 2) привлекать к профилактическим работам по предупреждению аварий на опасных производственных объектах, локализации и ликвидации их последствий военизированные аварийно-спасательные службы и формирования;
- 3) иметь резервы материальных и финансовых ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий;
- 4) обучать работников методам защиты и действиям в случае аварии на опасных производственных объектах;
- 5) создавать системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии на опасных производственных объектах и обеспечивать их устойчивое функционирование.

План ликвидации аварий

На опасном производственном объекте разрабатывается план ликвидации аварий. В плане ликвидации аварий предусматриваются мероприятия по спасению людей, действия персонала и аварийных спасательных служб.

План ликвидации аварий содержит:

- 1) оперативную часть;
- 2) распределение обязанностей между персоналом, участвующим в ликвидации аварий, последовательность их действий;
- 3) список должностных лиц и учреждений, оповещаемых в случае аварии и участвующих в ее ликвидации.

План ликвидации аварий утверждается руководителем организации и

согласовывается с аварийно-спасательными службами и формированиями.

В Пlane ликвидации аварий предусматриваются:

- 1) мероприятия по спасению людей
- 2) мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения;
- 3) действия персонала при возникновении аварий;
- 4) действия военизированной аварийно-спасательной службы (далее - АСС), аварийного спасательного формирования (далее - АСФ).

План ликвидации аварий подлежит утверждению: первичному - при пуске опасного объекта; внеочередному при изменении технологии работ или требований нормативов - немедленно. План ликвидации аварий согласовывается с командиром АСС (АСФ) и утверждается руководителем организации за 15 дней до начала работ. Если в План ликвидации аварий не внесены необходимые изменения, командир АСС (АСФ) имеет право снять свою подпись о согласовании с ним Плана.

11.8 Профилактика, мониторинг и ранее предупреждение инцидентов аварий, их последствий, а также последствий взаимодействия намечаемой деятельности со стихийными природными явлениями

Перед пуском объектов, после окончания работ необходимо проверить их соответствие утвержденному проекту, правильность монтажа и исправность оборудования, заземляющих устройств, канализации, средств индивидуальной защиты и пожаротушения.

Эксплуатация технологического оборудования допускается при получении технического заключения о возможности их дальнейшей работы и получения разрешения в специализированной организации в установленном порядке.

К самостоятельной работе на площадке допускаются лица не моложе 18 лет, сдавшие квалификационный экзамен, прошедшие обучение, проверку знаний и инструктажи по безопасности и охране труда в соответствии с Правилами проведения обучения, инструктирования и проверок знаний работников по вопросам безопасности и охраны труда.

Работники, занятые на эксплуатации опасных производственных объектов в обязательном порядке, проходят обучение и проверку знаний в экзаменационной комиссии.

Обслуживающий персонал должен строго соблюдать инструкции по безопасности и охране труда, пожарной безопасности, выдерживать параметры технологического процесса, контролировать работу оборудования.

К руководству буровыми работами допускаются буровые мастера, обладающие необходимыми документами на право ответственного ведения работ (дипломами или удостоверениями). После выбора места для площадки ее территория должна быть очищена

кустарников, сухой травы, валунов и спланирована. Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газо-проводов - не менее 50 м. Необходимо предусматривать наличие рабочих проходов для обслуживания оборудования не менее 0,7 м - для самоходных и передвижных установок. Буровые вышки должны быть оборудованы маршевыми лестницами, а мачты - лестницами тоннельного типа. На каждой буровой установке должна быть исполнительная принципиальная электрическая схема главных и вспомогательных электроприводов, освещения и другого электрооборудования с указанием типов электротехнических устройств и изделий с параметрами защиты от токов коротких замыканий. Схема должна быть утверждена лицом, ответственным за электробезопасность. Все произошедшие изменения должны немедленно вноситься в схему.

Для снижения уровня шума должен предусматриваться своевременный ремонт и профилактика оборудования.

При извлечении керна из колонковой трубы не допускается:

- а) поддерживать руками снизу колонковую трубу, находящуюся в подвешенном состоянии;
- б) проверять рукой положение керна в подвешенной колонковой трубе;
- в) извлекать керн встряхиванием колонковой трубы лебёдкой, нагреванием колонковой трубы.

Аварийных ситуаций, которые могли бы иметь необратимые процессы или изменения социально-экономических условий жизни местного населения нет.

Мероприятия по охране труда сводятся: к снабжению рабочих доброкачественной питьевой водой, спецодеждой; к устройству помещений для обогрева рабочих в холодное время года; к снабжению рабочих спец принадлежностями при обслуживании электроустановок.

На объекте должны быть аптечки первой медицинской помощи. Ежегодно все работающие проходят профилактические медицинские осмотры.

12 ОПИСАНИЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРИОДОВ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТА МЕР ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, СОКРАЩЕНИЮ, СМЯГЧЕНИЮ ВЫЯВЛЕННЫХ СУЩЕСТВЕННЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ОТХОДАМИ, А ТАКЖЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ МЕР ПО МОНИТОРИНГУ ВОЗДЕЙСТВИЙ

12.1 Мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферный воздух

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ:

- организация пылеподавления способом орошения пылящих поверхностей;
- исключения пыления с автомобильной дороги (с колес и др.) и защиты почвенных ресурсов;
- организация а/дорог для транспортировки оборудования, отходов, и др. грузов вне населенных пунктов;
- контроль безопасного движения строительной спецтехники (самосвала);
- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодействия столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;
- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;

- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;
- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;
- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
- для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

В связи со спецификой запроектированных и производимых работ на источниках выбросов газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

Основным загрязнением атмосферы на период СМР является пыление, негативно воздействующие на состояние окружающей среды и здоровье человека.

Учитывая требования в области ООС, а также применяя новейшие технологии и технологическое оборудование, на предприятии постоянно осуществляются мероприятия по снижению выбросов пыли:

- Гидрообеспыливание с эффективностью пылеподавления 50%;
- Пылеподавление дорог при транспортировке с эффективностью пылеподавления 50%.

12.2 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

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

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах могут быть:

- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Исходя из специфики работ, в период НМУ предусмотрены три режима работы:

Первый – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 15–20 %, носит организационно-технический характер и не приводит к существенным затратам и снижению производительности.

Второй – предусматривает сокращение выбросов ЗВ на 20–40 % за счет сокращения производительности производства:

- усиление контроля за всеми технологическими процессами;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах.
- сокращение объемов погрузочно-разгрузочных работ.

Третий – предусматривает сокращение выбросов вредных веществ на 40-60 %:

- ограничение работ, связанных с перемещением грунта на площадке, остановка работы автотранспорта и механизмов;
- прекращение погрузочно-разгрузочных работ;
- ограничение строительных работ вплоть до полной остановки.
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки сыпучего сырья, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

12.3 Мероприятия по защите подземных и поверхностных вод от загрязнения и истощения

Для предотвращения загрязнения поверхностных вод рекомендуется следующий объем работ по охране от воздействия на прибрежные и водные экосистемы:

- мониторинг качественных характеристик поверхностных вод в зоне влияния производственной деятельности компании (река Деркул, протекающей по западной части месторождения, река Ермишкина - левый приток Деркула, проходит в восточной части месторождения);

- патрулирование прибрежной зоны р. Ермишкина с целью недопущения мытья автомашин и незаконных сбросов загрязняющих веществ в водоем (еженедельно);

- проведение санитарно-экологического месячника на территории прибрежной зоны р. Ермишкина в границах лицензионной территории.

Согласно Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», для охраны водного объекта необходимо выполнение следующих требований:

- на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пленок, пятен масел, нефтепродуктов;
- запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5 – 8,5;
- в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных;
- количество растворенного в воде кислорода должно быть не менее 4 мг/л;
- БПК_{полн} при 20 °С не должна превышать 3 мг/л;
- минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л;
- сброс сточных вод в водные объекты является одним из видов специального водопользования и осуществляется на основании разрешений, выдаваемых в установленном порядке государственными контролирующими органами, в соответствии с разработанным проектом предельно-допустимых сбросов в водные объекты;
- категорически запрещается сбрасывать в водоемы радиоактивные сточные воды.

При реализации проектных решений на месторождении Каменское предусматривается дальнейшее внедрение следующих организационно-технических мероприятий по охране

поверхностных вод:

- строительство, модернизация постов наблюдений за состоянием поверхностных вод 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;
- консервация или полная ликвидация находящихся на суше источников загрязнения, продолжающих оказывать негативное воздействие на водные объекты;
- выполнение мероприятий по проведению берегоукрепительных работ рек и водоемов;
- регулирование стока малых рек, расчистка их русел или ложа водоема, осуществление регулярных попусков воды для обеспечения оптимальной жизнедеятельности экосистем в бассейнах малых рек и озер, а также иные мероприятия по предотвращению заиливания, поддержанию оптимального гидрологического режима и санитарного состояния малых рек и озер.

Практически все основные процессы обмена энергией и веществами происходят на поверхности раздела вода – воздух, вода – речное дно, а также при взаимодействии воды с взвешенными веществами и организмами. Сложность и изменчивость процесса переноса, происходящих вблизи поверхности раздела водоем – воздушная среда, тесно связаны с параметрами самой водной поверхности. Структура воды весьма чувствительна к воздействию внешних полей, в том числе к воздействию поля поверхностных сил.

Поступающие в водоемы загрязняющие вещества вносят значительные изменения в установившийся режим и нарушают равновесное состояние водных экологических систем, несмотря на способность водоемов к самоочищению, основным фактором которого является биохимический распад органических веществ под действием микроорганизмов.

Самоочищающая способность реки зависит от запаса растворенного кислорода, а также от скорости речного потока, химического состава воды, ее температуры, массы взвешенных веществ, донного осадка и других факторов. Если стоки по своей мощности относительно невелики, а секундный расход воды в реке достаточен, процесс самоочищения заканчивается в пределах 20 – 40 км и даже меньше от места загрязнения. Однако некоторые медленно окисляющиеся вещества могут переноситься водой на большие расстояния. Следовательно, река выполняет роль очистного сооружения. Необходимо учитывать также, что в результате процессов превращения загрязняющих веществ, протекающих под воздействием природных факторов, могут образовываться вторичные продукты распада загрязнений, оказывающие отрицательное влияние на качество воды.

В целом, к основным факторам потенциального негативного воздействия производственной деятельности на поверхностные воды можно отнести:

- сброс, разливы и попадание в водную среду производственных хозяйственно-бытовых сточных вод, нефтепродуктов и горюче-смазочных материалов;
- захламление берега водного объекта твердыми отходами производства и потребления;
- попадание загрязняющих веществ в водные объекты через атмосферу и подземные воды.

Согласно Приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»:

- п.115: «В целях поддержания благоприятного водного режима поверхностных водоемов, предупреждения их от заиления и зарастания, водной эрозии почв, ухудшения условий обитания водных животных и птиц, уменьшения колебаний стока, проводятся мероприятия по биомелиорации водоемов и устанавливаются водоохранные зоны и полосы».
- п.116: «Водоохранные зоны и полосы и режим хозяйственного использования земель, на которых они расположены, устанавливаются решениями местных исполнительных органов на основании утвержденной проектной документации».
- п.117. Минимальная ширина водоохранных зон по каждому берегу от уреза среднемноголетнего меженного уровня воды, включая пойму реки, надпойменные террасы, крутые склоны коренных берегов, овраги и балки, принимается:
 - для малых рек (длиной до 200 километров) 500 м;
 - для остальных рек: с простыми условиями хозяйственного использования и благоприятной экологической обстановкой на водосборе 500 м; со сложными условиями хозяйственного использования и при напряженной экологической обстановке на водосборе 1000 м.

Согласно Приказа Министра сельского хозяйства Республики Казахстан №19-1/446 от 18.05.2015г. «Об утверждении Правил установления водоохранных зон и полос»:

1.Водоохранная полоса реки Ермышкина от уреза воды при среднемноголетнем уровне в период половодья составляет **от 35 до 100 метров** (п.4 (сноска от 10.09.2024г.), гл.1 приказ

Министра сельского хозяйства Республики Казахстан №19-1/446 от 18.05.2015г. «Об утверждении Правил установления водоохранных зон и полос»).

2. Водоохранная зона реки Ермышкина при среднемноголетнем уровне в период половодья составляет **500 метров** (п.11, гл.2 приказ Министерства сельского хозяйства Республики Казахстан №19-1/446 от 18.05.2015г. «Об утверждении Правил установления водоохранных зон и полос»).

Ориентировочные расстояния от реки Дерколь (Деркул) до проектируемых скважин месторождения Каменское: от самой близкой скважины (оценочной) - 1,28 км, от добывающих скважин: №110 – 10,02 км, №111 – 8,25 км, №112 – 3,05 км, №121 – 11,06 км, №122 – 4,78 км. (рисунок 2.4.1). **Следовательно, объекты на месторождении Тепловско-Токаревское расположены вне водоохранный полосы и водоохранной зоны.**

При реализации проектных решений на месторождении Каменское сброс сточных вод, углеводородов и ГСМ в водные объекты не предусматривается. Соответственно, данный фактор воздействия на поверхностные воды не рассматривается. Разливы и попадание в водную среду нефтепродуктов, горюче-смазочных материалов и других химических веществ возможны только при аварийных ситуациях, вероятность возникновения которых низка.

На месторождении Тепловско-Токаревское организована система управления отходами производства и потребления, поэтому захламливание берегов малых рек не происходит, и происходить не будет.

12.4 Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

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

На стадии разработки проекта разрабатываются и внедряются следующие технологические решения и природоохранные мероприятия, позволяющие минимизировать экологический вред недрам при реализации проектных решений:

- конструкции скважины в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промысловой

жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы

- изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий.

При проведении любых видов работ должны соблюдаться «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан», РНД 1.01.03-94 и следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные воды и временные поверхностные водотоки:

- При работе спецтехники не допускать проливов нефтепродуктов в водные объекты.
- Запрещается заправка топливом, мойка и ремонт автомобилей и других машин и механизмов вблизи водоохраной зоны;
- Контроль за водопотреблением и водоотведением;
- Не допускать загрязнения воды и береговой полосы водоема используемыми материалами для строительных работ (асфальтобетонные смеси, инертные материалы - песок, щебень, гравий и т.д.)
- Своевременная ликвидация проливов (аварийная ситуация) ГСМ при работе транспорта;
- Организация системы сбора, хранения и своевременный вывоз производственных и бытовых отходов, образованные твердо-бытовые отходы (ТБО) и строительный мусор будут вывезены на специализированные предприятия для дальнейшего размещения или утилизации;
- Проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан и т.д.

Реализация мероприятий будет способствовать минимальному воздействию на окружающую среду.

12.5 Мероприятия по снижению радиационного риска

Для уточнения радиоактивных свойств пластового флюида необходимо проводить анализ пластовых вод.

Радиологические исследования извлекаемых нефти при появлении пластовых вод необходимо дополнить следующими измерениями:

- удельной альфа-активностью;

- удельной бета-активностью;
- эффективной удельной активности.

Объектами радиометрического контроля должны быть места и средства хранения нефти, средства ее транспортировки, оборудование и металлоконструкции, контактирующие с нефтью и пластовыми водами, места разливов нефти и пластовых вод.

При организации радиометрического контроля, в список его объектов должны войти завозимые приборы, оборудование, конструкции, вещества и материалы, в том числе исходные для приготовления буровых растворов.

Для сохранения здоровья персонала на нефтегазовых промыслах необходимо организовывать мероприятия по обеспечению радиационной безопасности и по нормализации радиационно-экологической обстановки.

Согласно санитарным правилам, устанавливаются следующие категории облучаемых лиц:

- персонал (группы А и Б);
- все население, включая лиц из персонала, вне сферы и условий их производственной деятельности.

Эффективная доза облучения для персонала группы А – 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год.

Эффективная доза облучения для персонала группы Б – 5 мЗв в год.

Основные пределы доз облучения не включают в себя дозы от природного и медицинского облучения, а также дозы вследствие радиационных аварий.

Эффективная доза облучения, природными источниками всех работников, включая персонал, не должна превышать – 5 мЗв в год в производственных условиях.

Эффективная доза облучения при проведении профилактических медицинских рентгеновских исследований не должна превышать – 1 мЗв в год.

12.6 Планируемые мероприятия и проектные решения в зоне воздействия по снятию, транспортировке и хранению плодородного слоя почвы. Рекультивация земель

В целях предупреждения нарушения растительно-почвенного покрова в процессе строительства скважины необходимо осуществление следующих мероприятий:

- систематизировать движение наземных видов транспорта;
- движение наземных видов транспорта осуществлять только по имеющимся и отведенным дорогам;
- производить захоронение отходов только на специально оборудованных полигонах.

Комплекс природоохранных мероприятий по защите земельных ресурсов и восстановлению земельного участка в процессе буровых работ включает в себя:

- формирование искусственной насыпной площадки под буровую;
- бетонирование буровой площадки под основные крупные блоки буровой установки;
- обустройство земельного участка защитными канавами или обваловкой;
- для предотвращения загрязнения почв химическими реагентами, их транспортировка и хранение производится в закрытой таре (мешки, бочки);
- приготовление бурового раствора осуществляется в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему по металлическим желобам. Хранится буровой раствор в металлических емкостях;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина-блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – насосы – манифольд - скважина;
- буровой раствор с выбуренной породой пропускаются через две центрифуги, установленные после вибросита. Жидкая фаза раствора подается в циркуляционную систему для повторного использования;
- выбуренная порода на блоке очистки (вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга) отделяется от бурового раствора и сбрасывается в шламовые емкости;
- предусмотрен безамбарный метод бурения - сбор отходов бурения (БШ, ОБР, БСВ) в емкости, с последующим вывозом;
- сооружение систем накопления и хранения отходов бурения и систем инженерной канализации стоков буровой в места их организованного сбора;
- обустройство мест локального сбора и хранения отходов;

ГСМ привозятся на буровую в автоцистернах и перекачиваются в специальные закрытые емкости для ГСМ, от которых по герметичным топливопроводам производится питание ДВС.

Рекультивация земель

Общие положения по рекультивации земель

Перед технической рекультивацией использованных при разработке месторождения земельных площадей, необходимо провести анализ и оценку состояния земельных участков (орогидрографии, флоры, фауны, загрязнения земельных площадей углеводородами и другими отходами) относительно начального состояния.

Площадь земли, подлежащая технической рекультивации после прекращения

эксплуатации месторождения, определяется размерами площади проекции горного отвода на дневной поверхности.

В период ликвидации все установленное оборудование, конструкции и подземные коммуникации подлежат демонтажу.

Рекультивация земель – комплекс работ, направленных на восстановление продуктивности и народнохозяйственной ценности нарушенных земель, а также на улучшение условий окружающей среды в соответствии с интересами общества.

К нарушенным землям относятся, утратившие в связи с их нарушением первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду.

Рекультивацию земель выполняют в два этапа: *технический и биологический*.

Технический этап предусматривает планировку, формирование откосов, снятие и нанесение плодородного слоя почвы, вывоз отходов, а также проведения других работ, создающих необходимые условия для дальнейшего использования рекультивированных земель по целевому назначению или для проведения мероприятий по восстановлению плодородия почв (биологический этап).

Биологический этап включает комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий, направленных на улучшение агрофизических, агрохимических, биохимических и других свойств почвы.

На территории месторождения, учитывая специфику региона и отсутствие пресной воды, озеленение не предусматривается.

Рекультивация земель включает в себя:

- работы по снятию, транспортировке и складированию (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- работы по складированию потенциально плодородных пород;
- планировку (выравнивание) поверхности, террасирование откосов отвалов и бортов, засыпку и планировку образовавшихся провалов после демонтажа оборудования;
- приобретения (при необходимости) плодородного слоя почвы;
- нанесение на рекультивируемые земли потенциально плодородных пород и плодородного слоя почвы;
- ликвидацию послеусадочных явлений;
- ликвидацию промышленных площадок, транспортных коммуникаций, электрических сетей и других объектов;
- очистку рекультивируемой территории от производственных отходов, в том числе

строительного мусора, с последующим их вывозом на соответствующие полигоны;

- восстановление плодородия рекультивированных земель, передаваемых в сельскохозяйственное или иное использование;
- деятельность рабочих комиссий по приемке-передаче рекультивированных земель (транспортные затраты, оплата работы экспертов, проведение полевых обследований, лабораторных анализов и др.)
- другие работы, предусмотренные рекультивацией, в зависимости от характера нарушения земель и дальнейшего использования рекультивированных участков.

Снятый верхний плодородный слой почвы используется для рекультивации нарушенных земель или улучшения малопродуктивных угодий. Использование плодородного слоя почвы для целей, не связанных с сельским хозяйством, допускается только в исключительных случаях, при экономической нецелесообразности или отсутствии возможностей его использования для улучшения земель сельскохозяйственного назначения.

При проведении геологоразведочных, поисковых, изыскательских и других работ, сроки рекультивации определяются по согласованию с собственниками земли, землевладельцами, землепользователями, арендаторами.

Анализ последствий развития техногенных процессов весьма сложен по той причине, что собственно техногенное начало может сопровождаться цепочкой последующих природных событий. Иначе говоря, первичные техногенные воздействия могут вызвать к жизни процессы, которые правомерно определить, как природно-техногенные или техногенно-природные.

Сложность их прогнозирования состоит в том, что эти природно-техногенные процессы могут быть существенно сдвинуты во времени, а нередко и в пространстве по отношению к воздействующему источнику техногенеза. Поясним сказанное следующим примером.

Изымая огромные по объему массы породы, вмещающих полезное ископаемое, будь то твердое или жидкое, недропользователь вмешивается в формировавшуюся миллионами лет геологическую среду, что приводит к последовательному развитию следующих событий:

- ослаблению горного давления внутри напряженного массива;
- формированию полостей окисления природных агентов;
- образованию провалов земли на дневной поверхности;
- активизации эрозии почв;
- нарушение первичных природных условий окружающей среды.

Следовательно, нужно проводить рекультивацию земель после геологических работ. Преобразование нарушенных в результате производственной деятельности земель в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве, предотвращение их отрицательного воздействия на прилегающие ландшафтные комплексы. Охрана этих комплексов, оптимизация сочетания техногенных и природных ландшафтов достигается рекультивацией нарушенных земель.

Рекультивация относится к мероприятиям восстановительного характера, направленным на устранение последствий воздействия промышленного производства на окружающую среду, в первую очередь на земли, и рассматривается, как основное средство их воспроизводства.

Восстановлению нарушенных земель должны предшествовать работы по геолого-почвенному обследованию нарушаемой и восстанавливаемой территории и обоснованию направления рекультивации.

Оценивается пригодность пород для экологической рекультивации, что позволяет принять решение по формированию отвальных массивов, составу и объемах рекультивационных работ в соответствии с установленным направлением рекультивации и установить направление рекультивации и последующее использование восстанавливаемых земель в народном хозяйстве в соответствие группой пригодности пород рекультивационного слоя.

Таким образом, предоставляется возможность постоянно улучшать качество, продуктивность и экологическую ценность восстанавливаемых земель. Следовательно, от исходных компонентов природного ландшафта и внесенных в них изменений при формировании техногенного ландшафта зависит выбор направления последующего использования земель. В свою очередь, установленное направление рекультивации нарушенных земель определяет требования к их качеству и, следовательно, к технологии вскрышных, отвальных и рекультивационных работ, определяющей характеристику техногенного ландшафтного комплекса, и направлением рекультивации.

«Технические условия рекультивации», в которых определяется направление рекультивации, и излагаются требования землепользователей к качеству рекультивированных земель, указываются характеристика и параметры рельефа техногенных образований, состав и мощность рекультивационного слоя, состав и размещение коммуникаций, система мелиоративных, противоэрозионных, гидротехнических и прочих мероприятий, устанавливаются на основе соответствующих проектов органами, представляющими земельные участки в пользование.

Выбор направления рекультивации земель осуществляется с учетом следующих

факторов:

1. природных условий района (климат, почвы, геологические, гидрогеологические и гидрологические условия, растительность, рельеф, определяющие геосистемы или ландшафтные комплексы);
2. агрохимических и агрофизических свойств пород и их смесей в отвалах;
3. хозяйственных, социально-экономических и санитарно-гигиенических условий в районе размещения нарушенных земель;
4. срока существования рекультивированных земель и возможности их повторных нарушений;
5. технологии производства комплекса горных и рекультивационных работ;
6. требований по охране окружающей среды;
7. планов перспективного развития территории района горных разработок;
8. состояния ранее нарушенных земель, т.е. состояния техногенных ландшафтов, степени и интенсивности их саморазрастания.

Рекультивация на данном этапе

Реализация проектных решений предполагает нарушение почвенно-растительного покрова.

В соответствии с ст. 238 Экологического Кодекса Республики Казахстан «Недропользователи при проведении операций по недропользованию обязаны проводить рекультивацию нарушенных земель».

Ликвидация последствий деятельности недропользования сопровождается технической рекультивацией отведенных земель. Рекультивация включает в себя следующие виды работ:

- очистку территории от мусора и остатков материалов;
- сбор, резку и вывоз металлолома;
- очистку почвы от замазученного грунта и вывоз его для утилизации;
- планировку площадки.

12.7 Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания

Охрана растительных сообществ при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия.

Комплекс проектных технических решений по защите растительных ресурсов от загрязнения и истощения и минимизации последствий при проведении проектируемых работ включает в себя:

- Перед началом проведения работ, обустройство площадок, упорядочение и

обустройство основных дорог к ним, необходимо производить с учетом ландшафтных особенностей территории и ее устойчивости к техногенным воздействиям.

- Недопустимо движение автотранспорта и выполнение работ, связанных с строительством за пределами проектируемой площадки.
- Перед началом выполнения земляных работ, необходимо снять верхний, плодородный растительный слой, складировать его и в дальнейшем использовать при благоустройстве и озеленении территории.
- Повсеместно на рабочих местах соблюдать правила пожарной безопасности и технику безопасности. Необходимо так же провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.
- После завершения работ осуществить очистку загрязненных участков, вывести отходы, бытовой и строительный мусор, уничтожить антропогенный рельеф (ямы, рытвины) и осуществить планировку территории.
- В местах загрязнения почв ГСМ провести механическую рекультивацию и, по возможности, произвести озеленение и благоустройство территории.

Компания регулярно проводит работы по озеленению ближайших населенных пунктов согласно меморандуму о сотрудничестве, заключенному с акиматом. Работы по озеленению санитарно-защитной зоны не предусмотрены в связи с климатическими условиями.

Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности - от деградации и необоснованного разрушения;

Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям.

По окончании планируемых работ должна быть проведена техническая рекультивация отведенных земель.

Для эффективной охраны растительности от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, будет включать следующие мероприятия:

- своевременный контроль состояния существующих временных (полевых) дорог для транспортировки временных сооружений, оборудования, материалов, людей;
- организация передвижения техники исключительно по санкционированным маршрутам с сокращением до минимума движения по бездорожью;

- принятие мер по ограничению распространения загрязнений в случаях разлива нефтепродуктов, сточных вод и различных химических веществ;
- принятие мер по оперативной очистке территории, загрязненной нефтепродуктами и другими загрязнителями;
- проведение просветительской работы по охране почв;
- неукоснительное выполнение мер по охране земель от загрязнения, разрушения и истощения.

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей с уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при проведении работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности.

12.8 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на животный мир

Для минимизации воздействия проектируемых работ на животный мир потребуется выполнение ряда природоохранных мероприятий, направленных на сохранение видового многообразия животных, охрану среды их обитания, условий размножения и путей миграции животных, сохранения целостности естественных сообществ.

Мероприятия должны включать следующие положения:

- пропаганда охраны животного мира;
- ограничения техногенной деятельности вблизи участков с большим биологическим разнообразием;
- маркировка и ограждение опасных участков;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- запрет на охоту в районе контрактной территории;
- разработка оптимальных маршрутов движения автотранспорта;
- ограничение скорости движения автотранспорта и снижение интенсивности движения в ночное время на месторождении.

Мониторинг состояния животного мира

Основными задачами производственного мониторинга за состоянием животного мира являются:

- оценка состояния животного мира на стационарных экологических площадках;
- определение особо чувствительных для представителей животного мира участков на месторождении.

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

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

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

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

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

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

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

Места закладки контрольных и мониторинговых площадок совпадают с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Данные наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа.

12.9 Мероприятия по снижению негативного воздействия физических факторов

Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, соответствующих ГОСТу, является основным мероприятием по защите от шума, вибрации и электромагнитного излучения персонала и населения.

На период проведения работ основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);

- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты от шума (беруши, наушники, шлемы, противοшумные вкладыши, перекрывающих наружный слуховой проход; защитные каски с подшлемниками);
- замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов.

Борьбу с шумом проводят путем своевременного профилактического ремонта оборудования, подтягивания ослабевших соединений, своевременной смазки вращающихся частей. Для снижения шума от технологического оборудования предусмотрено: шумящие и вибрирующие механизмы заключены в кожухи, установлены гибкие связи, упругие прокладки и пружины; тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты, применены вибробезопасные и малошумящие машины, дистанционное управление, сокращено время пребывания в условиях вибрации и шума, рабочие места не с постоянным пребыванием в компрессорных, а периодическим, с целью осмотра отдельных узлов, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты.

При эксплуатации машин, а также при организации рабочих мест для устранения вредного воздействия на работающих повышенного уровня шума должны применяться:

- технические средства (уменьшение шума машин в источнике его образования);
- применение технологических процессов, при которых уровни звукового давления на рабочих местах не превышают допустимые значения;
- определение опасных и безопасных зон;
- применение звукопоглощающих, звукоизолирующих устройств и конструкций;
- снижение коэффициента направленности шумового излучения относительно интересующей территории;
- выбор оптимальной зоны ориентации и оптимального расстояния от источника шума;

- организационные мероприятия (выбор рационального режима труда и отдыха, сокращение времени нахождения в шумных условиях);
- зоны с уровнем звука свыше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности;
- организационно-технические мероприятия по профилактике в части своевременного ремонта и смазки оборудования.

12.10 Мероприятия по управлению отходами

Мероприятия по управлению отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- временное складирование отходов отдельно по видам и классам опасности в специально предназначенные для этих целей емкости (контейнеры, бочки и др.);
- размещение отходов только на специально предназначенных для этого площадках и емкостях;
- утилизация всех видов отходов, не подлежащих вторичному использованию и переработке;
- своевременный вывоз образующихся и накопленных отходов, годных для дальнейшей транспортировки и переработки на специализированные предприятия;
- обеспечение сбора, хранения и удаления отходов в соответствии с требованиями охраны окружающей среды: отходы высокой степени опасности изолируются; несовместимые отходы физически разделяются; опасные отходы не смешиваются;
- транспортировка отходов осуществляется с использованием транспортных средств, оборудованных для данной цели;
- обеспечение герметичности емкостей для сбора отходов производства;
- составление паспортов отходов;
- проведение периодического аудита системы управления отходами;
- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- принятие мер предосторожности и проведение ежедневных профилактических работ для исключения утечек и проливов жидкого сырья и топлива;
- повторное использование отходов производства, для достижения снижения использования сырьевых материалов;
- заключение контрактов со специализированными компаниями на утилизацию отходов производства и потребления.

Предусматриваемая в проекте организация хранения, удаления и переработки отходов максимально предотвращает загрязнение окружающей среды.

Планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия на компоненты окружающей среды.

Разработка Программы управления отходами, планирование мероприятий по снижению количества отходов, их повторному использованию, утилизации, регенерации создадут возможность минимизации воздействия отходов на окружающую среду.

13 МЕРЫ ПО СОХРАНЕНИЮ И КОМПЕНСАЦИИ ПОТЕРИ БИОРАЗНООБРАЗИЯ

13.1 Основные определения по биологическому разнообразию

Биологическое разнообразие (Статья 239 ЭК) означает вариабельность живых организмов из всех источников, в том числе наземных, морских и иных водных экосистем и экологических комплексов, частью которых они являются, и включает в себя разнообразие в рамках вида, между видами и разнообразие экосистем.

Под экологической системой (экосистемой) понимается являющийся объективно существующей частью природной среды динамичный комплекс сообществ растений, животных и иных организмов, неживой среды их обитания, взаимодействующих как единое функциональное целое и связанных между собой обменом веществом и энергией, который имеет пространственно-территориальные границы.

Под средой обитания понимается тип местности или место естественного обитания того или иного организма или популяции.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Под биологическими ресурсами понимаются генетические ресурсы, организмы или их части, популяции или любые другие биотические компоненты экологических систем, имеющие фактическую или потенциальную полезность либо ценность для человечества.

Согласно Статьи 240, п.1, в целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на

биоразнообразии.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

Согласно статье 241 ЭК РК, потерей биоразнообразия признается исчезновение или существенное сокращение популяций вида растительного и (или) животного мира на определенной территории (в акватории) в результате антропогенных воздействий.

Согласно статье 239, п. 5 ЭК РК, запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

13.2 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации, а также по мониторингу проведения этих мероприятий и их эффективности

Запрещается деятельность, вызывающая угрозу уничтожения генетического фонда живых организмов, потерю биоразнообразия и нарушение устойчивого функционирования экологических систем.

В целях сохранения биоразнообразия применяется следующая иерархия мер в порядке убывания их предпочтительности:

- 1) первоочередными являются меры по предотвращению негативного воздействия;
- 2) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить, должны быть приняты меры по его минимизации;
- 3) когда негативное воздействие на биоразнообразие невозможно предотвратить или свести к минимуму, должны быть приняты меры по смягчению его последствий;
- 4) в той части, в которой негативные воздействия на биоразнообразие не были предупреждены, сведены к минимуму или смягчены, должны быть приняты меры по компенсации потери биоразнообразия.

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие.

Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие

понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия.

К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир в процессе проектируемых работ можно отнести:

- движение автотранспорта только по отведенным дорогам;
- раздельный сбор отходов в специальных контейнерах;
- захоронение отходов производства и потребления на специально оборудованных полигонах;
- запрет на вырубку кустарников и разведение костров;
- проведение поэтапной технической рекультивации.

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

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

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

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

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

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

13.3 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

При проведении оценки воздействия на окружающую среду должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению, минимизации негативных воздействий на биоразнообразие, смягчению последствий таких воздействий.

Для снижения даже кратковременного и незначительного негативного влияния на животный мир, проектом предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- снижение площадей нарушенных земель;
- применение современных технологий ведения работ;
- строгая регламентация ведения работ на участке;
- упорядочить движение автотранспорта по территории работ путем разработки оптимальных схем движения и обучения персонала;
- организовать сбор и вывоз отходов производства и потребления на полигоны и/или специализированные предприятия по мере заполнения контейнеров и мест временного складирования;
- во избежание разноса отходов контейнеры имеют плотные крышки;
- разработать мероприятия для предупреждения утечек топлива при доставке;
- заправку транспорта проводить в строго отведенных оборудованных местах;
- снижение активности передвижения транспортных средств ночью;
- исключение случаев браконьерства;
- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных и разорении птичьих гнезд;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- приостановка производственных работ при массовой миграции животных и птиц;
- просветительская работа экологического содержания;
- проведение всех видов деятельности в соответствии с требованиями экологических положений Республики Казахстан.

В целом проведение работ по реализации данного проекта на описываемых территориях окажет слабое воздействие на представителей животного мира.

При соблюдении этих мероприятий, потери и компенсации биоразнообразия не предусматриваются.

Снос зеленых насаждений проектом не предусматривается. Необходимость посадки зеленых насаждений в порядке компенсации отсутствует.

В связи с этим, угроза потери биоразнообразия на территории проектируемого объекта отсутствует, и соответственно компенсация по их потере не требуется.

Рекомендуется провести инструктаж персонала о бережном отношении к природе, указать места, где работы должны быть проведены с особой тщательностью и осторожностью.

14 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СФЕРУ

Экологические системы основаны на сложных взаимодействиях связанных индивидуальных компонентов и подсистем. Поэтому воздействие на один компонент может иметь эффект и на другие, которые могут быть в пространственном и временном отношении удалены от компонентов, которые подвергаются непосредственному воздействию.

14.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Как показывает практика, наиболее приемлемым для решения комплексной оценки воздействия представляется использование трех основных показателей: пространственного и временного масштабов, и величины воздействия.

В таблице 14.1 представлены количественные характеристики критериев оценки.

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

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

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

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Градации интегральной оценки приведены в таблице 14.2.

Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия

на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 14.1 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего 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 14.2 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл	Категория значимости

Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3		
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4	28-64	Воздействие высокой значимости

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

14.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов.

Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пятиуровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально – экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 14.2. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 14.3 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

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

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 14.3, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

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

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 14.4.

Таблица 14.4 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

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

14.3 Оценка воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме реализации проектных решений

Анализ рассмотренных материалов позволил сделать выводы по поводу воздействия намечаемой деятельности на основные компоненты окружающей среды.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 14.5.

Таблица 14.5 – Оценка воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования. Контроль за состоянием атмосферного воздуха.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифонообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (изменения в природной среде не превышают существующие пределы природной изменчивости)	Воздействие средней значимости
			1	4	3	12
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (94% от земельного отвода временно выведено вследствие расположения объектов, с последующей рекультивацией в том числе и биологической)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8
Почвы	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Умеренное воздействие (механическими воздействиями нарушены гумусо-аккумулятивный горизонт, нарушено его сложение и структура,	Воздействие средней значимости

					уплотнение иллювиального горизонта, активизируются эрозионные процессы, без образования новых форм, загрязнение почв нефтяными углеводородами и/или другими веществами вызывает изменение физико-химических свойств с сохранением направленности основных почвообразовательных процессов и режимов, приобретенные свойства не доминируют над природными, сохраняется способность почв к самовосстановлению)	
			1	4	3	12
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8
Животный мир	Незначительное уменьшение мест обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.	Локальное воздействие (площадь воздействия до 1 км ² или на удалении до 100 м от линейного объекта)	Многолетнее воздействие (от 3-х лет и более)	Слабое воздействие (Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается)	Воздействие низкой значимости
			1	4	2	8

Таким образом, влияние проектируемых работ на окружающую среду согласно интегральной оценке равной 72 (среднее значение 10,2 балла).

Анализируя степень вышеперечисленных критериев на каждый компонент окружающей среды по каждому из вариантов разработки можно сказать, что ожидаемое экологическое воздействие на окружающую среду на контрактной территории месторождений допустимо принять как:

- **Локальное воздействие** (площадь воздействия до 1 км² или на удалении до 100 м от линейного объекта);
- **Слабое воздействие** (среда сохраняет способность к самовосстановлению);
- **Многолетнее воздействие** (постоянное).

Таким образом, интегральная оценка воздействия разработки месторождения оценивается как **воздействие средней значимости**.

14.4 Оценка воздействия объекта на социально-экономическую среду

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при строительстве скважины представлены в таблице 14.6.

Таблица 14.6 – Оценка воздействия на компоненты социально-экономической среды, мероприятия по снижению негативного воздействия

Компоненты социально-экономической среды	Характеристика воздействия на социально-экономическую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на социально-экономическую среду	Категории воздействия, балл			Категория значимости, балл
			Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Трудовая занятость	Дополнительные рабочие места	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Доходы и уровень жизни населения	Увеличение доходов населения, увеличение покупательской способности, повышение уровня и качества жизни, развитие инфраструктуры	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+3	+5	+3	+11
Здоровье населения	Профессиональные заболевания	Соблюдение правил техники безопасности и охраны труда	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-1	-7
Демографическая ситуация	Приток молодежи	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие

			+3	+5	+2	+10
Образование и научно-техническая сфера	Потребность в квалифицированных специалистах, улучшение качества знаний	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+1	+10
Рекреационные ресурсы	-	-	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0	Воздействие отсутствует 0
Памятники истории и культуры	«Случайные археологические находки»	Положительное воздействие	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+1	+5	+1	+7
Экономическое развитие территории	Инвестиционная привлекательность региона, экономический и промышленный потенциал региона, поступление налоговых поступлений в местный бюджет	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Слабое (отклонения превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах)	Среднее положительное воздействие
			+4	+5	+2	+11
Наземный транспорт	Дополнительные средства из местного бюджета для финансирования ремонта и строительства дорог	Положительное воздействие	Местное (воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Незначительное (отклонения соответствуют существовавшему до начала реализации проекта колебаниям изменчивости)	Среднее положительное воздействие
			+3	+5	+1	+9

Землепользование	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Продолжительное (воздействие от 3х до 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-4	-3	-8
Сельское хозяйство	Изъятие во временное пользование и частную собственность земель сельскохозяйственного назначения	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель.	Точечное (воздействие проявляется на территории размещения объекта)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Среднее отрицательное воздействие
			-1	-5	-3	-9
Внешекономическая деятельность	Экономический и промышленный потенциал региона, инвестиционная привлекательность региона	Положительное воздействие	Региональное (воздействие проявляется на территории области)	Постоянное (воздействие более 5 лет)	Умеренное (отклонение превышает существующие условия среднерайонного уровня)	Высокое положительное воздействие
			+4	+5	+3	+12

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Западно-Казахстанской области и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы, согласно интегральной оценке, внесут *низкое отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и низкие *положительные изменения* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

15 ЦЕЛИ, МАСШТАБЫ И СРОКИ ПРОВЕДЕНИЯ ПОСЛЕПРОЕКТНОГО АНАЛИЗА

Согласно Экологическому кодексу республики Казахстан (Статья 67. Стадии оценки воздействия на окружающую среду) послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности является последней стадией проведения оценки воздействия на окружающую среду.

В соответствии со Статьей 78 ЭК РК послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности (далее - послепроектный анализ) будет проведен составителем отчета о возможных воздействиях.

Цель проведения послепроектного анализа - подтверждение соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Сроки проведения послепроектного анализа - послепроектный анализ будет начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после ликвидации, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Не позднее срока, указанного выше, составитель отчета о возможных воздействиях подготавливает и подписывает заключение по результатам послепроектного анализа, в котором делается вывод о соответствии или несоответствии реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам оценки воздействия на окружающую среду. В случае выявления несоответствий в заключении по результатам послепроектного анализа приводится подробное описание таких несоответствий.

Составитель направляет подписанное заключение по результатам послепроектного анализа оператору соответствующего объекта и в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты подписания заключения по результатам послепроектного анализа.

Уполномоченный орган в области охраны окружающей среды в течение двух рабочих дней с даты получения заключения по результатам послепроектного анализа размещает его на официальном интернет- ресурсе.

Порядок проведения послепроектного анализа и форма заключения по результатам послепроектного анализа определяются и утверждаются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Получение уполномоченным органом в области охраны окружающей среды заключения по результатам послепроектного анализа является основанием для проведения профилактического контроля без посещения субъекта (объекта) контроля.

16 СПОСОБЫ И МЕРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА СЛУЧАИ ПРЕКРАЩЕНИЯ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Для уменьшения влияния работ на состояние окружающей среды предусматривается комплекс мероприятий.

- упорядоченное движение транспорта и другой техники по территории работ, разработка оптимальных схем движения.
- применение новейшего отечественного и импортного оборудования, с учетом максимального сгорания топлива и минимальными выбросами ЗВ в ОС;
- техосмотр и техобслуживание автотранспорта и спецтехники, а также контроль токсичности выбросов, что обеспечивается плановыми проверками работающего на участках работ транспорта;
- использование высокооктановых неэтилированных сортов бензинов, что позволит: исключить выбросы свинца и его соединений с отработанными газами карбюраторного двигателя, улучшить полноту сгорания топлива, в результате чего снизятся выбросы СО и углеводородов;
- Соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, внутренних документов и стандартов компании;
- применение современных технологий ведения работ;
- использование экологически безопасных техники и горюче-смазочных материалов;
- проведение земляных работ в наиболее благоприятные периоды с наименьшим негативным воздействием на почвы и растительность (зима);
- своевременное проведение работ по рекультивации земель;
- сбор отработанного масла и утилизация его согласно законам Казахстана
- установка контейнеров для мусора
- установка портативных туалетов и утилизация отходов.

Согласно п.2 статьи 238 Экологического Кодекса недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- 1) содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- 2) до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование в дальнейшем для целей рекультивации нарушенных земель;
- 3) проводить рекультивацию нарушенных земель.

17 ОПИСАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ОТЧЕТА О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

При составлении Отчета о возможных воздействиях использовались следующие источники экологической информации:

- 1) Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;
- 2) Кодекс Республики Казахстан от 27 декабря 2017 года № 125-VI «О недрах и недропользовании» (с изменениями и дополнениями от 01.07.2021 г.);
- 3) Земельный Кодекс Республики Казахстан от 20 июня 2003 года, № 442-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.07.2021 г.);
- 4) Кодекс Республики Казахстан от 07 июля 2020 № 360-VI «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями по состоянию на 24.06.2021 г.);
- 5) Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, № 481-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 6) Лесной Кодекс Республики Казахстан от 8 июля 2003 года, № 477-II ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 7) Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» от 7 июля 2006 года № 175- III ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 8) Закон Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года № 288-VI «Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия»;
- 9) Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года № 219-I «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2021 г.);
- 10) Закон Республики Казахстан от 16 июля 2001 года № 242-II «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Казахстан» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2021 г.);
- 11) Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239 «Об утверждении Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» (с изменениями и дополнениями от 20.08.2021 г.);
- 12) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 206 Об утверждении методики расчета лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов;
- 13) Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучения (ОСП 72/87);

- 14) Санитарные правила СП 2.6.6.1168-02 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами (СПОРО-2002)»;
- 15) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года;
- 16) №155 «Об утверждении гигиенических нормативов «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности»;
- 17) РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»;
- 18) РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок»;
- 19) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах»;
- 20) РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)»;
- 21) РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)»;
- 22) РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования»;
- 23) Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.;
- 24) Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.;
- 25) ГОСТ 17.5.3.04 - 83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель;
- 26) ГОСТ 17.5.1.02 - 85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации;
- 27) ГОСТ 32220-2013 «Вода питьевая, расфасованная в емкости. Общие технические условия»;
- 28) ГОСТ 12.1.003-2014 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Введен на территории Республики Казахстан с 1 января 2016 года (Приложение к приказу Председателя Комитета технического регулирования и метрологии Министерство по

- инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 октября 2015 года № 217-од);
- 29) СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология» (с изменениями от 01.04.2019 г.);
- 30) «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утвержденные Приказом Министра национальной экономики РК от 28 февраля 2015 г. № 169.
- 31) Предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия электрических полей диапазона частот 0,06-30,0 МГц №.02.021-94. Утверждены Главным государственным санитарным врачом Республики Казахстан 22.08.1994 г.;
- 32) Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения» и «Санитарно-эпидемиологические требования по установ;
- 33) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» № 209 от 16.03.2015 г.;
- 34) СН РК 4.01-01-2011 «Внутренний водопровод и канализация зданий и сооружений»;
- 35) Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 июня 2021 года № КР ДСМ-49 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»;
- 36) Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденные приказом Министра национальной экономики РК от 28.02.2015 года №174 (с изменениями и дополнениями от 05.07.2020 г.);
- 37) Приказ и.о. Министра национальной экономики Республики Казахстан от 17 апреля 2015 года № 346 «Об утверждении Инструкции по разработке проектов рекультивации нарушенных земель»;
- 38) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280. «Об утверждении инструкции по организации проведению экологической оценки»;
- 39) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286 «Об утверждении Правил проведения общественных слушаний»;
- 40) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики

Казахстан от 9 августа 2021 года №319 Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения;

- 41) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию»;
- 42) Приказа и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318 Об утверждении Правил разработки программы управления отходами;
- 43) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 Об утверждении Классификатора отходов;
- 44) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 261 Об утверждении Правил разработки и утверждения лимитов накопления отходов и лимитов захоронения отходов, представления и контроля отчетности об управлении отходами;
- 45) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК № 250 от 14.07.2021 года «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- 46) Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 208 от 22 июня 2021 года «Об утверждении Правил ведения автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля».

18 ОПИСАНИЕ ТРУДНОСТЕЙ, ВОЗНИКШИХ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИССЛЕДОВАНИЙ И СВЯЗАННЫХ С ОТСУТСТВИЕМ ТЕХНИЧЕСКИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НЕДОСТАТОЧНЫМ УРОВНЕМ СОВРЕМЕННЫХ НАУЧНЫХ ЗНАНИЙ

Основные трудности, которые возникли при разработке «Отчета о возможных воздействиях», связаны с недоработками методических указаний по разработке Отчета:

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много повторений, приложение 2 к инструкции — это сбор повторной информации в каждом пункте, необходима доработка и корректировка данной инструкции.

Инструкция по организации и проведению экологической оценки содержит много новых терминов и понятий, которые требуют разъяснений и точных формулировок.

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ-СХЕМ ИЗОЛИНИЙ

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – РАСЧЕТ ОБРАЗОВАНИЯ ОХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ПО ПРОЕКТАМ АНАЛОГАМ

ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ 1 – РАСЧЕТЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1-вариант

2028 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300 (залповые выбросы)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м³, **VK = 0.06**

Общее количество агрегатов данного типа, шт., **N = 1**

Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., **N1 = 1**

Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, **TN = 1**

Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, **T_ = 0.05**

Атмосферное давление, МПа, **PO = 0.1013**

Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, **PA = 2.85**

Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, **TA = 298.15**

Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, **Z = 0.9379**

Плотность газа, кг/м³, **PG = 0.931**

Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, **MS = 0.5664**

Температура газа при нуле град. С, К, **TO = 273**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов C1-C5

Объем выброса при стравливании газа, м³/год (3.1), **VR = VK · (PA · TO) / (PO · TA · Z) = 0.06 · (2.85 · 273) / (0.1013 · 298.15 · 0.9379) = 1.648**

Валовый выброс, т/год (5.2), **_M_ = VR · PG · 10⁻³ · N = 1.648 · 0.931 · 10⁻³ · 1 = 0.001534288**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.001534288 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.4261911111**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), **_M_ = VR · MS · 10⁻⁶ · N = 1.648 · 0.5664 · 10⁻⁶ · 1 = 0.00000093343**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.00000093343 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.00025928611**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0415	Смесь углеводородов C1-C5	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник

Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: **ZV22 = Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, $T_{MIN} = -15.6$

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, $T_{MAX} = 53.5$

Расчет давления паров при T_{min}

$TG = -15.6$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = 10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = P_{NAS} \cdot X = 16.52 \cdot 1 = 16.52$

, $PT_{MIN} = 16.52$

Расчет давления паров при T_{max}

$TG = 53.5$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = 10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = P_{NAS} \cdot X = 533.1 \cdot 1 = 533.1$

, $PT_{MAX} = 533.1$

Режим эксплуатации, $NAME = \text{"буферная емкость" (все типы резервуаров)}$

Конструкция резервуаров, $NAME = \text{Наземный горизонтальный}$

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 2.5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 2.5$

Коэффициент, $KB = 1$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 8.9523$

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), $MR = 32.04$

Плотность вещества, т/м3 (Прил.2), $RO = 0.95$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 8.9523 / (0.95 \cdot 2.5) = 3.77$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время закачки, м3/час, $VCMAX = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), $G = (0.445 \cdot PT_{MAX} \cdot MR \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / (10^2 \cdot (273 + TMAX)) = (0.445 \cdot 533.1 \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / (10^2 \cdot (273 + 53.5)) = 0.0698$

$M = 0.160 \cdot (PT_{MAX} \cdot KB + PT_{MIN}) \cdot MR \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B = 0.160 \cdot (533.1 \cdot 1 + 16.52) \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 8.9523 = 6305.9$

$M = M / (10^4 \cdot RO \cdot (546 + TMAX + TMIN)) = 6305.9 / (10^4 \cdot 0.95 \cdot (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.001137$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

$M_{\text{ср}} = 0.160 \cdot (P_{tmax} \cdot K_b + P_{tmin}) \cdot M_r \cdot K_{psr} \cdot K_{ob} \cdot B / (10^4 \cdot R_o \cdot (546 + T_{max} + T_{min}))$, $M_{\text{ср}} = 0.0011370$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.001137

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: нефтегазоконденсатная смесь

Площадь испарения поверхности, м2, $F = 4$

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м2 в месяц (табл. 6.5), $N1 = 2.16$

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м2 в месяц (табл. 6.5), $N2 = 2.88$

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), $G = N_2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$

Валовый выброс, т/год (6.6.2), $M = 6 \cdot F \cdot (N_1 + N_2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник

Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$

Объем аппарата, м³, $V = 25$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$

Время работы оборудования, час, $T_{\text{в}} = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$ Выброс, т/год, $M = C1 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$ Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$ Выброс, т/год, $M = C2 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$ Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01573333333$ $V = 333$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)** $C3 = 0.06$ $M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$ $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6004****Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T / 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T / 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T / 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник**Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.002052$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.001368$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006

Источник выделения: 6006 01, площадка БДР

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760

Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник**Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129

0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009

Источник выделения: 6009 01, площадка 5 нефтегазоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2.37e-5	0.000753647
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0286217	0.910154756
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0105900	0.33662914
0602	Бензол (64)	0.0001382	0.004396276
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4.34e-5	0.001381687
0621	Метилбензол (349)	8.69e-5	0.002763374

2035 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300(залповые выбросы)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.
Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м³, **VK = 0.06**

Общее количество агрегатов данного типа, шт., **N = 1**

Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., **N1 = 1**

Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, **TN = 1**

Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, **T_ = 0.05**

Атмосферное давление, МПа, **PO = 0.1013**

Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, **PA = 2.85**

Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, **TA = 298.15**

Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, **Z = 0.9379**

Плотность газа, кг/м³, **PG = 0.931**

Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, **MS = 0.5664**

Температура газа при нуле град. С, К, **TO = 273**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов C1-C5 (1502*)

Объем выброса при стравливании газа, м³/год (3.1), **VR = VK · (PA · TO) / (PO · TA · Z) = 0.06 · (2.85 · 273) / (0.1013 · 298.15 · 0.9379) = 1.648**

Валовый выброс, т/год (5.2), **_M_ = VR · PG · 10⁻³ · N = 1.648 · 0.931 · 10⁻³ · 1 = 0.001534288**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.001534288 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.4261911111**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), **_M_ = VR · MS · 10⁻⁶ · N = 1.648 · 0.5664 · 10⁻⁶ · 1 = 0.00000093343**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.00000093343 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.00025928611**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0410	Смесь углеводородов C1-C5 (1502*)	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник

Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: **ZV22 = Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMIN = -15.6**

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMAX = 53.5**

Расчет давления паров при Tmin

TG = -15.6

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = 10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52**

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = PNAS · X = 16.52 · 1 = 16.52**

, **PTMIN = 16.52**

Расчет давления паров при Tmax

TG = 53.5

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B1/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 533.1 \cdot 1 = 533.1$

, $PTMAX = 533.1$

Режим эксплуатации, $NAME =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2.5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 2.5$

Коэффициент, $KB = 1$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 12.0591$

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), $MR = 32.04$

Плотность вещества, т/м³ (Прил.2), $RO = 0.95$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 12.0591 / (0.95 \cdot 2.5) = 5.08$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время закачки, м³/час, $VCMAX = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), $G = (0.445 \cdot PTMAX \cdot MR \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / (10^2 \cdot (273 + TMAX)) = (0.445 \cdot 533.1 \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / (10^2 \cdot (273 + 53.5)) = 0.0698$

$M = 0.160 \cdot (PTMAX \cdot KB + PTMIN) \cdot MR \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B = 0.160 \cdot (533.1 \cdot 1 + 16.52) \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 12.0591 = 8494.299999999999$

$M = M / (10^4 \cdot RO \cdot (546 + TMAX + TMIN)) = 8494.299999999999 / (10^4 \cdot 0.95 \cdot (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.00153$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

$M = 0.160 \cdot (Ptmax \cdot Kb + Ptmin) \cdot Mr \cdot Ktsr \cdot Kob \cdot B / (10^4 \cdot Ro \cdot (546 + Tmax + Tmin))$, $M = 0.0015300$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.00153

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: нефтегазоконденсатная смесь

Площадь испарения поверхности, м², $F = 4$

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N1 = 2.16$

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N2 = 2.88$

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), $G = N2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$

Валовый выброс, т/год (6.6.2), $M = 6 \cdot F \cdot (N1 + N2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник****Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор**

Список литературы:

"Сборник методов по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$ Объем аппарата, м³, $V = 25$ Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$ Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$ Время работы оборудования, час, $T_0 = 8760$ Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$ Выброс, т/год, $M = C1 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$ Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$ Выброс, т/год, $M = C2 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$ Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01573333333$ $V = 333$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

$C3 = 0.06$

$\underline{M}_- = C3 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$

$\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6004

Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T}_- = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.0020520$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.0013680$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05

Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6006****Источник выделения: 6006 01, площадка БДР**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник

Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009

Источник выделения: 6009 01, площадка 12 нефтегазоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5.688e-5	0.001808754
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0686920	2.184371415
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0254060	0.807909936
0602	Бензол (64)	0.0003318	0.010551063
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00010428	0.003316048
0621	Метилбензол (349)	0.00020856	0.006632097

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 1 ГК скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.0051240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.0034160$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.0000360$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.005124	0.16272576
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003416	0.10848384

2050 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300 (залповые выбросы)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м3, $VK = 0.06$

Общее количество агрегатов данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., $N1 = 1$

Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, $TN = 1$

Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, $T_ = 0.05$

Атмосферное давление, МПа, $PO = 0.1013$

Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, $PA = 2.85$

Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, $TA = 298.15$

Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, $Z = 0.9379$

Плотность газа, кг/м³, $PG = 0.931$

Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, $MS = 0.5664$

Температура газа при нуле град. С, К, $TO = 273$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов C1-C5 (1502*)

Объем выброса при стравливании газа, м³/год (3.1), $VR = VK \cdot (PA \cdot TO) / (PO \cdot TA \cdot Z) = 0.06 \cdot (2.85 \cdot 273) / (0.1013 \cdot 298.15 \cdot 0.9379) = 1.648$

Валовый выброс, т/год (5.2), $M_ = VR \cdot PG \cdot 10^{-3} \cdot N = 1.648 \cdot 0.931 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0.001534288$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = ((M_ / N) \cdot NI \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T_) = ((0.001534288 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.4261911111$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), $M_ = VR \cdot MS \cdot 10^{-6} \cdot N = 1.648 \cdot 0.5664 \cdot 10^{-6} \cdot 1 = 0.00000093343$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = ((M_ / N) \cdot NI \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T_) = ((0.00000093343 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.00025928611$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0415	Смесь углеводородов C1-C5 (1502*)	0.4261911111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник

Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: $ZV22 =$ **Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, $TMIN = -15.6$

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, $TMAX = 53.5$

Расчет давления паров при $Tmin$

$TG = -15.6$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B1/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 16.52 \cdot 1 = 16.52$

, $PTMIN = 16.52$

Расчет давления паров при $Tmax$

$TG = 53.5$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B1/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 533.1 \cdot 1 = 533.1$

, $PTMAX = 533.1$

Режим эксплуатации, $NAME_ =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME_ =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2.5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), **$K_{PSR} = 0.1$**

Значение K_{pm} (Прил.8), **$K_{PM} = 0.1$**

Коэффициент, **$K_{PSR} = 0.1$**

Коэффициент, **$K_{PMAX} = 0.1$**

Общий объем резервуаров, м³, **$V = 2.5$**

Коэффициент, **$K_B = 1$**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **$B = 6.3007$**

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), **$MR = 32.04$**

Плотность вещества, т/м³ (Прил.2), **$RO = 0.95$**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **$NN = B / (RO \cdot V) = 6.3007 / (0.95 \cdot 2.5) = 2.653$**

Коэффициент (Прил. 10), **$K_{OB} = 2.5$**

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время закачки, м³/час, **$VC_{MAX} = 3$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), **$G = (0.445 \cdot PT_{MAX} \cdot MR \cdot K_{PMAX} \cdot K_B \cdot VC_{MAX}) / (10^2 \cdot (273 + T_{MAX})) = (0.445 \cdot 533.1 \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / (10^2 \cdot (273 + 53.5)) = 0.0698$**

$M = 0.160 \cdot (PT_{MAX} \cdot K_B + PT_{MIN}) \cdot MR \cdot K_{PSR} \cdot K_{OB} \cdot B = 0.160 \cdot (533.1 \cdot 1 + 16.52) \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 6.3007 = 4438.2$

$M = M / (10^4 \cdot RO \cdot (546 + T_{MAX} + T_{MIN})) = 4438.2 / (10^4 \cdot 0.95 \cdot (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.0008$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

$M_{\text{ср}} = 0.160 \cdot (P_{tmax} \cdot K_b + P_{tmin}) \cdot M_r \cdot K_{tst} \cdot K_{ob} \cdot B / (10^4 \cdot R_o \cdot (546 + T_{max} + T_{min})), M_{\text{ср}} = 0.0008000$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.0008

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: Нефтегазоконденсатная смесь

Площадь испарения поверхности, м², **$F = 4$**

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), **$N_1 = 2.16$**

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), **$N_2 = 2.88$**

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), **$G = N_2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$**

Валовый выброс, т/год (6.6.2), **$M = G \cdot F \cdot (N_1 + N_2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **$CI = 72.46$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **$G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **$M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **$CI = 26.8$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **$G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **$M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **$CI = 0.35$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **$G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **$M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **$CI = 0.22$**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник

Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$

Объем аппарата, м³, $V = 25$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$

Время работы оборудования, час, $\underline{T}_- = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $\underline{M}_- = C1 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$

Выброс, г/с, $\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $\underline{M}_- = C2 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$

Выброс, г/с, $\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01573333333$

$\underline{V}_- = 333$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

$C3 = 0.06$

$\underline{M}_- = C3 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$

$\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6004**Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.0020520$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.0013680$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006

Источник выделения: 6006 01, площадка БДР

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник

Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{р}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009

Источник выделения: 6009 01, площадка 14 нефтегазоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6.636e-5	0.002110213
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0801410	2.548433318
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0296410	0.942561592
0602	Бензол (64)	0.0003871	0.012309573
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00012166	0.003868723
0621	Метилбензол (349)	0.00024332	0.007737446

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 9 газоконденсатной скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.0051240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.0034160$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.0000360$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парагазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0461160	1.46453184
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0307440	0.97635456

2 рекомендуемый вариант**2036 год****РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ****Источник загрязнения: 0001****Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300 (залповые выбросы)**

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.
Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей
среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу
КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м³, **VK = 0.06**Общее количество агрегатов данного типа, шт., **N = 1**Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., **N1 = 1**Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, **TN = 1**Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, **T_ = 0.05**Атмосферное давление, МПа, **PO = 0.1013**Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, **PA = 2.85**Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, **TA = 298.15**Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, **Z = 0.9379**Плотность газа, кг/м³, **PG = 0.931**Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, **MS = 0.5664**Температура газа при нуле град. С, К, **TO = 273****Примесь: 0415 Смесь углеводородов C1-C5 (727*)**

Объем выброса при стравливании газа, м³/год (3.1), **VR = VK · (PA · TO) / (PO · TA · Z) = 0.06 · (2.85 · 273) / (0.1013 · 298.15 · 0.9379) = 1.648**

Валовый выброс, т/год (5.2), **_M_ = VR · PG · 10⁻³ · N = 1.648 · 0.931 · 10⁻³ · 1 = 0.001534288**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.001534288 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.4261911111**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)Валовый выброс, т/год (5.5), **_M_ = VR · MS · 10⁻⁶ · N = 1.648 · 0.5664 · 10⁻⁶ · 1 = 0.00000093343**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.00000093343 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.00025928611**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0415	Смесь углеводородов C1-C5	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник****Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД
211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров индивидуальных веществ**Загрязняющее вещество: **ZV22 = Метанол****Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)**Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMIN = -15.6**Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMAX = 53.5**

Расчет давления паров при Tmin

TG = -15.6

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B1/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 16.52 \cdot 1 = 16.52$
, PTMIN = 16.52

Расчет давления паров при Tmax

TG = 53.5

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B1/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 533.1 \cdot 1 = 533.1$
, PTMAX = 533.1

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2.5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2.5**

Коэффициент, **KB = 1**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 15.184**

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), **MR = 32.04**

Плотность вещества, т/м3 (Прил.2), **RO = 0.95**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 15.184 / (0.95 \cdot 2.5) = 6.39$

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время закачки, м3/час, **VCMAX = 3**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), $G = (0.445 \cdot PTMAX \cdot MR \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / (10^2 \cdot (273 + TMAX)) = (0.445 \cdot 533.1 \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / (10^2 \cdot (273 + 53.5)) = 0.0698$

$M = 0.160 \cdot (PTMAX \cdot KB + PTMIN) \cdot MR \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B = 0.160 \cdot (533.1 \cdot 1 + 16.52) \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 15.184 = 10695.5$

$M = M / (10^4 \cdot RO \cdot (546 + TMAX + TMIN)) = 10695.5 / (10^4 \cdot 0.95 \cdot (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.00193$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

$M_{\text{г}} = 0.160 \cdot (Ptmax \cdot Kb + Ptmin) \cdot Mr \cdot Ktsr \cdot Kob \cdot B / (10^4 \cdot Ro \cdot (546 + Tmax + Tmin))$, **_M_ = 0.0019300**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.00193

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: нефтегазоконденсатная смесь

Площадь испарения поверхности, м2, **F = 4**

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м2 в месяц (табл. 6.5), **N1 = 2.16**

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м2 в месяц (табл. 6.5), **N2 = 2.88**

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), $G = N2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$

Валовый выброс, т/год (6.6.2), $M = 6 \cdot F \cdot (N1 + N2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник****Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$ Объем аппарата, м³, $V = 25$ Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$ Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$ Время работы оборудования, час, $T = 8760$ Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $\underline{M}_- = C1 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$

Выброс, г/с, $\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $\underline{M}_- = C2 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$

Выброс, г/с, $\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01573333333$

$\underline{V}_- = 333$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

$C3 = 0.06$

$\underline{M}_- = C3 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$

$\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6004, неорганизованный источник

Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T}_- = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- / 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- / 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- / 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{max}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з

Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00040303008
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.48672599328
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.1800201024
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0023510088
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00073888848
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00147777696

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.002052$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.001368$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$ Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006

Источник выделения: 6006 01, площадка БДР

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник**Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G_{\text{ср}} = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735

0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008, неорганизованный источник

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00035182822
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.42489122624
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.15714994292
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00205233134
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00064501842
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00129003684

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009

Источник выделения: 6009 01, площадка 16 Нефтегазоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7.584e-5	0.002411672
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.09158944	2.912495221
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0338800	1.077213248
0602	Бензол (64)	0.0004424	0.014068084
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1.39e-4	0.004421398
0621	Метилбензол (349)	0.00027808	0.008842795

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 1 газоконденсатной скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.0051240$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.0034160$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.0000360$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.005124	0.16272576
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003416	0.10848384

2039 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300(залповые выбросы)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.
Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м³, $VK = 0.06$

Общее количество агрегатов данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., $N1 = 1$

Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, $TN = 1$

Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, $T_ = 0.05$

Атмосферное давление, МПа, $PO = 0.1013$

Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, $PA = 2.85$

Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, $TA = 298.15$

Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, $Z = 0.9379$

Плотность газа, кг/м³, $PG = 0.931$

Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, $MS = 0.5664$

Температура газа при нуле град. С, К, $TO = 273$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов C1-C5

Объем выброса при стравливании газа, м³/год (3.1), $VR = VK \cdot (PA \cdot TO) / (PO \cdot TA \cdot Z) = 0.06 \cdot (2.85 \cdot 273) / (0.1013 \cdot 298.15 \cdot 0.9379) = 1.648$

Валовый выброс, т/год (5.2), $M_ = VR \cdot PG \cdot 10^{-3} \cdot N = 1.648 \cdot 0.931 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0.001534288$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = ((M_ / N) \cdot N1 \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T_) = ((0.001534288 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.4261911111$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), $M_ = VR \cdot MS \cdot 10^{-6} \cdot N = 1.648 \cdot 0.5664 \cdot 10^{-6} \cdot 1 = 0.00000093343$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_ = ((M_ / N) \cdot N1 \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T_) = ((0.00000093343 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.00025928611$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0415	Смесь углеводородов C1-C5	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник

Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: $ZV22 =$ **Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, $TMIN = -15.6$

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, $TMAX = 53.5$

Расчет давления паров при $Tmin$

$TG = -15.6$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 16.52 \cdot 1 = 16.52$

, $PTMIN = 16.52$

Расчет давления паров при $Tmax$

$TG = 53.5$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A \cdot (BI / (C + TG))} = 10^{8.347 \cdot (1835 / (273 + 53.5))} = 533.1$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS \cdot X = 533.1 \cdot 1 = 533.1$
, $PTMAX = 533.1$

Режим эксплуатации, $NAME_ =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME_ =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 2.5$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME_ = A, B, B$

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pm} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 2.5$

Коэффициент, $KB = 1$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 14.449$

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), $MR = 32.04$

Плотность вещества, т/м³ (Прил.2), $RO = 0.95$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 14.449 / (0.95 \cdot 2.5) = 6.08$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время закачки, м³/час, $VCMAX = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), $G = (0.445 \cdot PTMAX \cdot MR \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / (10^2 \cdot (273 + TMAX)) = (0.445 \cdot 533.1 \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / (10^2 \cdot (273 + 53.5)) = 0.0698$

$M = 0.160 \cdot (PTMAX \cdot KB + PTMIN) \cdot MR \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B = 0.160 \cdot (533.1 \cdot 1 + 16.52) \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 14.449 = 10177.8$

$M = M / (10^4 \cdot RO \cdot (546 + TMAX + TMIN)) = 10177.8 / (10^4 \cdot 0.95 \cdot (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.001835$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

$M_ = 0.160 \cdot (Ptmax \cdot Kb + Ptmin) \cdot Mr \cdot Ktsr \cdot Kob \cdot B / (10^4 \cdot Ro \cdot (546 + Tmax + Tmin))$, $M_ = 0.0018350$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.001835

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: нефтегазоконденсатная смесь

Площадь испарения поверхности, м², $F = 4$

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N1 = 2.16$

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N2 = 2.88$

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), $G = N2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$

Валовый выброс, т/год (6.6.2), $M = 6 \cdot F \cdot (N1 + N2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$

Примесь: 0602 Бензол (64)Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$ Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$ Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник****Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор**

Список литературы:

"Сборник методов по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$ Объем аппарата, м³, $V = 25$ Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$ Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$ Время работы оборудования, час, $T_0 = 8760$ Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$ Выброс, т/год, $M = C1 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$ Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$ Выброс, т/год, $M = C2 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$ Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01573333333$ $V = 333$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**

$C3 = 0.06$

$\underline{M}_- = C3 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$

$\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6004, неорганизованный источник

Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T}_- = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = \underline{G}_- \cdot \underline{T}_- \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.0020520$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.0013680$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05

Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006, неорганизованный источник**Источник выделения: 6006 01, площадка БДР**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник****Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008, неорганизованный источник

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009

Источник выделения: 6009 01, площадка 18 нефтегазоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00008532	0.00271313
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.10303812	3.276557123
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0381096	1.211864903
0602	Бензол (64)	0.0004977	0.015826594
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00015642	0.004974072
0621	Метилбензол (349)	0.00031284	0.009948145

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 3 газоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.0051240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.0034160$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.0000360$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0153720	0.48817728
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0102480	0.32545152

2050 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300 (залповые выбросы)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м3, $VK = 0.06$

Общее количество агрегатов данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., $N1 = 1$

Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, $TN = 1$

Время срабатывания газа из одного агрегата, час/год, $T_0 = 0.05$

Атмосферное давление, МПа, $P_0 = 0.1013$

Давление газа в агрегате перед срабатыванием, МПа, $P_A = 2.85$

Температура газа в агрегате перед срабатыванием, К, $T_A = 298.15$

Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, $Z = 0.9379$

Плотность газа, кг/м³, $P_G = 0.931$

Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, $M_S = 0.5664$

Температура газа при нуле град. С, К, $T_0 = 273$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов C1-C5

Объем выброса при срабатывании газа, м³/год (3.1), $VR = VK \cdot (P_A \cdot T_0) / (P_0 \cdot T_A \cdot Z) = 0.06 \cdot (2.85 \cdot 273) / (0.1013 \cdot 298.15 \cdot 0.9379) = 1.648$

Валовый выброс, т/год (5.2), $M_0 = VR \cdot P_G \cdot 10^{-3} \cdot N = 1.648 \cdot 0.931 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0.001534288$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_0 = ((M_0 / N) \cdot N_1 \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T_0) = ((0.001534288 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.4261911111$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), $M_0 = VR \cdot M_S \cdot 10^{-6} \cdot N = 1.648 \cdot 0.5664 \cdot 10^{-6} \cdot 1 = 0.00000093343$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_0 = ((M_0 / N) \cdot N_1 \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T_0) = ((0.00000093343 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.00025928611$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0415	Смесь углеводородов C1-C5	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник

Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: $ZV22 =$ **Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, $T_{MIN} = -15.6$

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, $T_{MAX} = 53.5$

Расчет давления паров при T_{min}

$T_G = -15.6$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = 10^{A-(B/(C+T_G))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = P_{NAS} \cdot X = 16.52 \cdot 1 = 16.52$

, $P_{TMIN} = 16.52$

Расчет давления паров при T_{max}

$T_G = 53.5$

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = 10^{A-(B/(C+T_G))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $P_{NAS} = P_{NAS} \cdot X = 533.1 \cdot 1 = 533.1$

, $P_{TMAX} = 533.1$

Режим эксплуатации, $NAME_0 =$ "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Конструкция резервуаров, $NAME_0 =$ Наземный горизонтальный

Объем одного резервуара данного типа, м³, $V_1 = 2.5$

Количество резервуаров данного типа, $N_R = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $K_{NR} = 0$

Категория веществ, $NAME_0 =$ А, Б, В

Значение K_{psr} (Прил.8), $K_{PSR} = 0.1$

Значение K_{pmax} (Прил.8), $K_{PM} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PSR} = 0.1$

Коэффициент, $K_{PMAX} = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 2.5$

Коэффициент, $K_B = 1$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 9.6732$

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), $MR = 32.04$

Плотность вещества, т/м³ (Прил.2), $RO = 0.95$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 9.6732 / (0.95 \cdot 2.5) = 4.07$

Коэффициент (Прил. 10), $K_{OB} = 2.5$

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый из резервуаров во время закачки, м³/час, $VC_{MAX} = 3$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), $G = (0.445 \cdot PT_{MAX} \cdot MR \cdot K_{PMAX} \cdot K_B \cdot VC_{MAX}) / (10^2 \cdot (273 + T_{MAX})) = (0.445 \cdot 533.1 \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3) / (10^2 \cdot (273 + 53.5)) = 0.0698$

$M = 0.160 \cdot (PT_{MAX} \cdot K_B + PT_{MIN}) \cdot MR \cdot K_{PSR} \cdot K_{OB} \cdot B = 0.160 \cdot (533.1 \cdot 1 + 16.52) \cdot 32.04 \cdot 0.1 \cdot 2.5 \cdot 9.6732 = 6813.7$

$M = M / (10^4 \cdot RO \cdot (546 + T_{MAX} + T_{MIN})) = 6813.7 / (10^4 \cdot 0.95 \cdot (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.001228$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

$M_{\text{ср}} = 0.160 \cdot (P_{tmax} \cdot K_B + P_{tmin}) \cdot M_r \cdot K_{tsg} \cdot K_{ob} \cdot B / (10^4 \cdot R_o \cdot (546 + T_{max} + T_{min})), M_{\text{ср}} = 0.0012280$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.001228

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: нефтегазоконденсатная смесь

Площадь испарения поверхности, м², $F = 4$

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N_1 = 2.16$

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N_2 = 2.88$

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), $G = N_2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$

Валовый выброс, т/год (6.6.2), $M = 6 \cdot F \cdot (N_1 + N_2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{ср}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{ср}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $\underline{G}_- = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $\underline{M}_- = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник

Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$

Объем аппарата, м³, $V = 25$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости

от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$

Время работы оборудования, час, $\underline{T}_- = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $\underline{M}_- = C1 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$

Выброс, г/с, $\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $\underline{M}_- = C2 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$

Выброс, г/с, $\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01573333333$

$\underline{V}_- = 333$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

$C3 = 0.06$

$\underline{M}_- = C3 / 100 \cdot N \cdot \underline{T}_- / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$

$\underline{G}_- = \underline{M}_- \cdot 10^6 / \underline{T}_- / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6004, неорганизованный источник
Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих

веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.0020520$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.0013680$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006

Источник выделения: 6006 01, площадка БДР

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник

Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G_{\text{max}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009

Источник выделения: 6009 01, площадка 22 нефтегазоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1.043e-4	0.05968886
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.12593548	4.004680928
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0465784	1.481168215
0602	Бензол (64)	0.0006083	0.019343615
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1.912e-4	0.006079422
0621	Метилбензол (349)	0.00038236	0.012158844

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 9 ГК скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.0051240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.0034160$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_с = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_с = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.0000360$

Валовый выброс, т/год, $M_с = G_с \cdot T_с \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_с = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M_с = G_с \cdot T_с \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/с
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0461160	1.46453184
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0307440	0.97635456

3 вариант

2036 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300 (залповые выбросы)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м³, $VK = 0.06$

Общее количество агрегатов данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., $N1 = 1$

Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, $TN = 1$

Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, $T_с = 0.05$

Атмосферное давление, МПа, $PO = 0.1013$

Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, $PA = 2.85$

Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, $TA = 298.15$

Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, $Z = 0.9379$

Плотность газа, кг/м³, $PG = 0.931$

Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, $MS = 0.5664$

Температура газа при нуле град. С, К, $TO = 273$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов C1-C5 (1502*)

Объем выброса при стравливании газа, м³/год (3.1), $VR = VK \cdot (PA \cdot TO) / (PO \cdot TA \cdot Z) = 0.06 \cdot (2.85 \cdot 273) / (0.1013 \cdot 298.15 \cdot 0.9379) = 1.648$

Валовый выброс, т/год (5.2), $M = VR \cdot PF \cdot 10^{-3} \cdot N = 1.648 \cdot 0.931 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0.001534288$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = ((M / N) \cdot NI \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T) = ((0.001534288 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.4261911111$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), $M = VR \cdot MS \cdot 10^{-6} \cdot N = 1.648 \cdot 0.5664 \cdot 10^{-6} \cdot 1 = 0.00000093343$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = ((M / N) \cdot NI \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T) = ((0.00000093343 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.00025928611$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0410	Смесь углеводородов C1-C5 (1502*)	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник

Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: **ZV22 = Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMIN = -15.6**

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMAX = 53.5**

Расчет давления паров при Tmin

TG = -15.6

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 16.52 \cdot 1 = 16.52$

, **PTMIN = 16.52**

Расчет давления паров при Tmax

TG = 53.5

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол
мм.рт.ст., $PNAS = 10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., $PNAS = PNAS \cdot X = 533.1 \cdot 1 = 533.1$

, **PTMAX = 533.1**

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 2.5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsg (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 2.5**

Коэффициент, **KB = 1**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 24.5839**

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), **MR = 32.04**

Плотность вещества, т/м³ (Прил.2), **RO = 0.95**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 24.5839 / (0.95 \cdot 2.5) = 10.35$

Коэффициент (Прил. 10), **КОВ = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время заправки, м³/час, **VC_{MAX} = 3**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), **G = (0.445 · PT_{MAX} · MR · KP_{MAX} · KB · VC_{MAX}) / (10² · (273 + T_{MAX})) = (0.445 · 533.1 · 32.04 · 0.1 · 1 · 3) / (10² · (273 + 53.5)) = 0.0698**

M = 0.160 · (PT_{MAX} · KB + PT_{MIN}) · MR · KP_{SR} · KOB · B = 0.160 · (533.1 · 1 + 16.52) · 32.04 · 0.1 · 2.5 · 24.5839 = 17316.7

M = M / (10⁴ · RO · (546 + T_{MAX} + T_{MIN})) = 17316.7 / (10⁴ · 0.95 · (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.00312

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

M_г = 0.160 · (Pt_{max} · Kb + Pt_{min}) · Mr · Ktsr · Kob · B / (10⁴ · Ro · (546 + T_{max} + T_{min})), **M_г = 0.0031200**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.00312

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: Нефтегазоконденсатная смесь

Площадь испарения поверхности, м², **F = 4**

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), **N₁ = 2.16**

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), **N₂ = 2.88**

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), **G = N₂ · F / 2592 = 2.88 · 4 / 2592 = 0.00444**

Валовый выброс, т/год (6.6.2), **M = 6 · F · (N₁ + N₂) · 10⁻³ = 6 · 4 · (2.16 + 2.88) · 10⁻³ = 0.121**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 72.46**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G_г = CI · G / 100 = 72.46 · 0.00444 / 100 = 0.003217224**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M_г = CI · M / 100 = 72.46 · 0.121 / 100 = 0.0876766**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 26.8**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G_г = CI · G / 100 = 26.8 · 0.00444 / 100 = 0.00118992**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M_г = CI · M / 100 = 26.8 · 0.121 / 100 = 0.0324280**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.35**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G_г = CI · G / 100 = 0.35 · 0.00444 / 100 = 0.00001554**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M_г = CI · M / 100 = 0.35 · 0.121 / 100 = 0.0004235**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.22**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G_г = CI · G / 100 = 0.22 · 0.00444 / 100 = 0.000009768**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M_г = CI · M / 100 = 0.22 · 0.121 / 100 = 0.0002662**

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), **CI = 0.11**

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), **G_г = CI · G / 100 = 0.11 · 0.00444 / 100 = 0.000004884**

Валовый выброс, т/год (4.2.5), **M_г = CI · M / 100 = 0.11 · 0.121 / 100 = 0.0001331**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из равных выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник

Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$

Объем аппарата, м³, $V = 25$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$

Время работы оборудования, час, $T_0 = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN / T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $M = C1 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $M = C2 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0157333333$

$V = 333$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

$C3 = 0.06$

$M = C3 / 100 \cdot N \cdot T_0 / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$

$G = M \cdot 10^6 / T_0 / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0157333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6004

Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)
Наименование технологического потока: Поток №8
Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$
Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$
Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$
Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$
Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$
Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$
Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$
Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.0020520$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T_{\text{ч/год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.0013680$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T_{\text{ч/год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ч/год}} = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T_{\text{ч/год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T_{\text{ч/год}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006

Источник выделения: 6006 01, площадка БДР

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник

Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009

Источник выделения: 6009 01, площадка 16 нефтегазоконденсатных скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7.584e-5	0.002411672
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.09158944	2.912495221
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0338800	1.077213248
0602	Бензол (64)	0.0004424	0.014068084
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1.39e-4	0.004421398
0621	Метилбензол (349)	0.00027808	0.008842795

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 1 газоконденсатной скважины

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.005124$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.003416$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.000036$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.005124	0.16272576
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003416	0.10848384

2040 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 0001

Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300(залповые выбросы)

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, м³, $VK = 0.06$

Общее количество агрегатов данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., $N1 = 1$

Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, $TN = 1$

Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, $T = 0.05$

Атмосферное давление, МПа, $PO = 0.1013$

Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, $PA = 2.85$

Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, $TA = 298.15$

Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, $Z = 0.9379$

Плотность газа, кг/м³, $PG = 0.931$

Количество сераорганического вещества в газе, г/м³, $MS = 0.5664$

Температура газа при нуле град. С, К, $TO = 273$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Объем выброса при стравливании газа, м³/год (3.1), $VR = VK \cdot (PA \cdot TO) / (PO \cdot TA \cdot Z) = 0.06 \cdot (2.85 \cdot 273) / (0.1013 \cdot 298.15 \cdot 0.9379) = 1.648$

Валовый выброс, т/год (5.2), $M = VR \cdot PG \cdot 10^{-3} \cdot N = 1.648 \cdot 0.931 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 0.001534288$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = ((M / N) \cdot N1 \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T) = ((0.001534288 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.4261911111$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), $M = VR \cdot MS \cdot 10^{-6} \cdot N = 1.648 \cdot 0.5664 \cdot 10^{-6} \cdot 1 = 0.00000093343$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = ((M / N) \cdot N1 \cdot TN / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot T) = ((0.00000093343 / 1) \cdot 1 \cdot 1 / 20 \cdot 10^6) / (3600 \cdot 0.05) = 0.00025928611$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0410	Метан (727*)	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник

Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: **ZV22 = Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMIN = -15.6**

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMAX = 53.5**

Расчет давления паров при Tmin

TG = -15.6

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = $10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$**

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = PNAS · X = 16.52 · 1 = 16.52**

, **PTMIN = 16.52**

Расчет давления паров при Tmax

TG = 53.5

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = $10^{A-(B/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$**

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = PNAS · X = 533.1 · 1 = 533.1**

, **PTMAX = 533.1**

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2.5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2.5**

Коэффициент, **KB = 1**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 23.2856**

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), **MR = 32.04**

Плотность вещества, т/м3 (Прил.2), **RO = 0.95**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 23.2856 / (0.95 · 2.5) = 9.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время закачки, м3/час, **VCMAX = 3**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), **G = (0.445 · PTMAX · MR · KPMAX · KB · VCMAX) / (10² · (273 + TMAX)) = (0.445 · 533.1 · 32.04 · 0.1 · 1 · 3) / (10² · (273 + 53.5)) = 0.0698**

M = 0.160 · (PTMAX · KB + PTMIN) · MR · KPSR · KOB · B = 0.160 · (533.1 · 1 + 16.52) · 32.04 · 0.1 · 2.5 · 23.2856 = 16402.2

M = M / (10⁴ · RO · (546 + TMAX + TMIN)) = 16402.2 / (10⁴ · 0.95 · (546 + 53.5-15.6)) = 0.002957

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

M_ = 0.160*(Ptmax*Kb+Ptmin)*Mr*Ktsr*Kob*B/(10⁴*Ro*(546+Tmax+Tmin)), M_ = 0.0029570

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.002957

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6002, неорганизованный источник

Источник выделения: 6002 02, Дренажная емкость

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: Сырая нефть

Площадь испарения поверхности, м², $F = 4$

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N1 = 2.16$

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N2 = 2.88$

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), $G = N2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$

Валовый выброс, т/год (6.6.2), $M = G \cdot F \cdot (N1 + N2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{max}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{max}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник****Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор**

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$ Объем аппарата, м³, $V = 25$ Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$ Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$ Время работы оборудования, час, $T_ = 8760$ Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN/T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$ Выброс, т/год, $M_ = C1 / 100 \cdot N \cdot T_ / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$ Выброс, г/с, $G_ = M_ \cdot 10^6 / T_ / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$ Выброс, т/год, $M_ = C2 / 100 \cdot N \cdot T_ / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$ Выброс, г/с, $G_ = M_ \cdot 10^6 / T_ / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0157333333$ $V_ = 333$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)** $C3 = 0.06$ $M_ = C3 / 100 \cdot N \cdot T_ / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$ $G_ = M_ \cdot 10^6 / T_ / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6004****Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_ = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503)*

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502)*

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503)*

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.0020520$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.0013680$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006

Источник выделения: 6006 01, площадка БДР

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник

Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ВВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{max}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760

Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009**Источник выделения: 6009 01, площадка 19 НГК скважин**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$ Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	9.006e-5	0.00286386
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.1087600	3.458588075
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0402270	1.279190731
0602	Бензол (64)	0.0005253	0.016705849
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0006511	0.00525041
0621	Метилбензол (349)	0.00030744	0.97635456

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 4 ГК скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.0051240$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.0034160$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.0000360$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич.	Общее кол-	Время ра-

	<i>поток</i>	<i>во, шт.</i>	<i>боты, ч/з</i>
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.005124	0.16272576
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.003416	0.10848384

2043 год**Источник загрязнения: 0001****Источник выделения: 0001 01, свеча сброса F-300(залповые выбросы)**

Список литературы:

1. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приложение №1 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Выбросы газа на КС: стравливание газа из метаномельниц, шлейфов и соединительных газопроводов на свечу КС-компрессорные станции

Геометрический объем агрегата, мЗ, **VK = 0.06**Общее количество агрегатов данного типа, шт., **N = 1**Количество одновременно обслуживаемых (работающих) агрегатов, шт., **N1 = 1**Максимальная продолжительность стравливания газа в течение 20 минут, в минутах, **TN = 1**Время стравливания газа из одного агрегата, час/год, **T_ = 0.05**Атмосферное давление, МПа, **PO = 0.1013**Давление газа в агрегате перед стравливанием, МПа, **PA = 2.85**Температура газа в агрегате перед стравливанием, К, **TA = 298.15**Коэффициент сжимаемости газа при рабочих условиях, **Z = 0.9379**Плотность газа, кг/мЗ, **PG = 0.931**Количество сераорганического вещества в газе, г/мЗ, **MS = 0.5664**Температура газа при нуле град. С, К, **TO = 273****Примесь: 0410 Метан (727*)**

Объем выброса при стравливании газа, мЗ/год (3.1), **VR = VK · (PA · TO) / (PO · TA · Z) = 0.06 · (2.85 · 273) / (0.1013 · 298.15 · 0.9379) = 1.648**

Валовый выброс, т/год (5.2), **_M_ = VR · PG · 10⁻³ · N = 1.648 · 0.931 · 10⁻³ · 1 = 0.001534288**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.001534288 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.4261911111**

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Валовый выброс, т/год (5.5), **_M_ = VR · MS · 10⁻⁶ · N = 1.648 · 0.5664 · 10⁻⁶ · 1 = 0.00000093343**

Максимальный разовый выброс, г/с, **_G_ = ((_M_ / N) · N1 · TN / 20 · 10⁶) / (3600 · T_) = ((0.00000093343 / 1) · 1 · 1 / 20 · 10⁶) / (3600 · 0.05) = 0.00025928611**

<i>Код</i>	<i>Наименование ЗВ</i>	<i>Выброс г/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00025928611	0.00000093343
0410	Метан (727*)	0.42619111111	0.001534288

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ**Источник загрязнения: 6001, неорганизованный источник****Источник выделения: 6001 01, Блок дозирования реагентов**

Список литературы:

1. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров индивидуальных веществ**

Загрязняющее вещество: **ZV22 = Метанол**

Примесь: 1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)

Минимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMIN = -15.6**

Максимальная температура хранения жидкости, гр.С, **TMAX = 53.5**

Расчет давления паров при Tmin

TG = -15.6

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = $10^{A-(B1/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273-15.6))} = 16.52$**

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = PNAS · X = 16.52 · 1 = 16.52**

, **PTMIN = 16.52**

Расчет давления паров при Tmax

TG = 53.5

Согласно уравнению Антуана:

Давление насыщенных паров чистого вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = $10^{A-(B1/(C+TG))} = 10^{8.347-(1835/(273+53.5))} = 533.1$**

Давление насыщенных паров вещества: Метанол

мм.рт.ст., **PNAS = PNAS · X = 533.1 · 1 = 533.1**

, **PTMAX = 533.1**

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 2.5**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsg (Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kptax (Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 2.5**

Коэффициент, **KB = 1**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 23.2856**

Молярная масса вещества, кг/кмоль (Прил.2), **MR = 32.04**

Плотность вещества, т/м3 (Прил.2), **RO = 0.95**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 23.2856 / (0.95 · 2.5) = 9.8**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 2.5**

Максимальный объем паровоздушной смеси вытесняемый

из резервуаров во время заправки, м3/час, **VCMAX = 3**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.3.1), **G = (0.445 · PTMAX · MR · KPMAX · KB · VCMAX) / (10² · (273 + TMAX)) = (0.445 · 533.1 · 32.04 · 0.1 · 1 · 3) / (10² · (273 + 53.5)) = 0.0698**

M = 0.160 · (PTMAX · KB + PTMIN) · MR · KPSR · KOB · B = 0.160 · (533.1 · 1 + 16.52) · 32.04 · 0.1 · 2.5 · 23.2856 = 16402.2

M = M / (10⁴ · RO · (546 + TMAX + TMIN)) = 16402.2 / (10⁴ · 0.95 · (546 + 53.5 - 15.6)) = 0.002957

Среднегодовые выбросы, т/год (5.3.2)

M_ = 0.160 · (Pmax · Kb + Pmin) · Mr · Ktsr · Kob · B / (10⁴ · Ro · (546 + Tmax + Tmin)), **M_ = 0.0029570**

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0.0698	0.002957

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: **6002, неорганизованный источник**

Источник выделения: **6002 02, Дренажная емкость**

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МОС РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от шламонакопителей (земляные амбары для мазута)

Вид нефтепродукта: Сырая нефть

Площадь испарения поверхности, м², $F = 4$

Норма естественной убыли в осенне-зимний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N1 = 2.16$

Норма естественной убыли в весенне-летний период, кг/м² в месяц (табл. 6.5), $N2 = 2.88$

Коэффициент перевода кг/мес в г/с 2592.

Максимальный разовый выброс, г/с (6.6.1), $G = N2 \cdot F / 2592 = 2.88 \cdot 4 / 2592 = 0.00444$

Валовый выброс, т/год (6.6.2), $M = 6 \cdot F \cdot (N1 + N2) \cdot 10^{-3} = 6 \cdot 4 \cdot (2.16 + 2.88) \cdot 10^{-3} = 0.121$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 72.46$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.00444 / 100 = 0.003217224$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.121 / 100 = 0.0876766$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 26.8$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00118992$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.121 / 100 = 0.0324280$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.35$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.00444 / 100 = 0.00001554$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.121 / 100 = 0.0004235$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.22$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000009768$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.121 / 100 = 0.0002662$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.11$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000004884$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.121 / 100 = 0.0001331$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.06$

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G_{\text{из}} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.00444 / 100 = 0.000002664$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M_{\text{из}} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.121 / 100 = 0.0000726$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000002664	0.0000726
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003217224	0.0876766
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00118992	0.032428
0602	Бензол (64)	0.00001554	0.0004235
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000004884	0.0001331
0621	Метилбензол (349)	0.000009768	0.0002662

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6003, неорганизованный источник

Источник выделения: 6003 01, передвижной тестовый сепаратор

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу различными производствами", Алматы, 1996г.

Большая часть вещества в аппарате находится в основном в парогазовой фазе

Давление в аппарате, гПа, $P = 6000$

Объем аппарата, м³, $V = 25$

Средняя молярная масса паров нефтепродуктов, в зависимости от температуры кипения (табл.5.2) г/моль, $MN = 0.38$

Средняя температура в аппарате, К, $T = 77.3$

Время работы оборудования, час, $T = 8760$

Суммарное количество выбросов, кг/час, $N = 0.037 \cdot (P \cdot V / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{MN/T} = 0.037 \cdot (6000 \cdot 25 / 1011)^{0.8} \cdot \sqrt{0.38 / 77.3} = 0.1416$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента, %, $C1 = 60$

Выброс, т/год, $M = C1 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 60 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.7442496$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.7442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0236000$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента, %, $C2 = 40$

Выброс, т/год, $M = C2 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 40 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.4961664$

Выброс, г/с, $G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.4961664 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.01573333333$

$V = 333$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

$C3 = 0.06$

$M = C3 / 100 \cdot N \cdot T / 1000 = 0.06 / 100 \cdot 0.1416 \cdot 8760 / 1000 = 0.0007442496$

$G = M \cdot 10^6 / T / 3600 = 0.0007442496 \cdot 10^6 / 8760 / 3600 = 0.0000236$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0000236	0.0007442496
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0236	0.7442496
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.01573333333	0.4961664

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6004

Источник выделения: 6004 01, площадка камеры приема ОУ

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПБ, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 8 = 0.03795$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03795 / 3.6 = 0.01054$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 72.46 / 100 = 0.007637284$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T / 3600 / 10^6 = 0.007637284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.24084938822$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 26.8 / 100 = 0.00282472$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T / 3600 / 10^6 = 0.00282472 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.08908036992$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.06 / 100 = 0.000006324$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000006324 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00019943366$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003689$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003689 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00116336304$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.11 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.01054 \cdot 0.22 / 100 = 0.000023188$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000023188 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00073125677$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 20$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 20 = 0.000396$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000396 / 3.6 = 0.00011$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 72.46 / 100 = 0.000079706$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000079706 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00251360842$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 26.8 / 100 = 0.00002948$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002948 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00092968128$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.06 / 100 = 0.000000066$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000066 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000208138$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000385$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000385 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001214136$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.11 / 100 = 0.000000121$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000121 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000381586$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00011 \cdot 0.22 / 100 = 0.000000242$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000242 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000763171$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	20	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ВВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006324	0.00020151504
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.007637284	0.24336299664
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00282472	0.0900100512
0602	Бензол (64)	0.00003689	0.0011755044
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000011594	0.00036944424
0621	Метилбензол (349)	0.000023188	0.00073888848

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6005, неорганизованный источник

Источник выделения: 6005 01, площадка свечи сброса

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 2$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 2 = 0.0123$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0123 / 3.6 = 0.00342$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 60 / 100 = 0.0020520$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.002052 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000036936$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.00342 \cdot 40 / 100 = 0.0013680$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.001368 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000024624$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 0.05$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 4 = 0.0000864$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0000864 / 3.6 = 0.000024$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 60 / 100 = 0.0000144$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000144 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000259$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000024 \cdot 40 / 100 = 0.0000096$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000096 \cdot 0.05 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000000173$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	2	0.05
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	4	0.05

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002052	0.00000037195
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.001368	0.00000024797

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6006

Источник выделения: 6006 01, площадка БДР

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 4$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 4 = 0.01897$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.01897 / 3.6 = 0.00527$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 72.46 / 100 = 0.003818642$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.003818642 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.12042469411$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 26.8 / 100 = 0.00141236$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00141236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.04454018496$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.06 / 100 = 0.000003162$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000003162 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00009971683$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.35 / 100 = 0.000018445$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000018445 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00058168152$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.11 / 100 = 0.000005797$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005797 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00018281419$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.00527 \cdot 0.22 / 100 = 0.000011594$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011594 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00036562838$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 8$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 8 = 0.0001584$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0001584 / 3.6 = 0.000044$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000318824$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000318824 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00100544337$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 26.8 / 100 = 0.000011792$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000011792 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00037187251$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000264$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000264 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000083255$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000154$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000154 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000485654$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000484$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000484 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000152634$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000044 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000000968$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000968 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000305268$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	4	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	8	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000003162	0.00010054938
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.003818642	0.12143013748
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00141236	0.04491205747
0602	Бензол (64)	0.000018445	0.00058653806
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000005797	0.00018434053
0621	Метилбензол (349)	0.000011594	0.00036868106

Источник загрязнения: 6007, неорганизованный источник

Источник выделения: 6007 01, площадка тестового сепаратора

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{max}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = G_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6008

Источник выделения: 6008 01, площадка дренажной емкости

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 7$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 7 = 0.0332$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0332 / 3.6 = 0.00922$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 72.46 / 100 = 0.006680812$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.006680812 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.21068608723$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 26.8 / 100 = 0.00247096$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00247096 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.07792419456$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.06 / 100 = 0.000005532$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000005532 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00017445715$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.35 / 100 = 0.00003227$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003227 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00101766672$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.11 / 100 = 0.000010142$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{т/год}} = G_{\text{г/с}} \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.000010142 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00031983811$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{г/с}} = G \cdot C / 100 = 0.00922 \cdot 0.22 / 100 = 0.000020284$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020284 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00063967622$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 14$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $\underline{T} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 14 = 0.000277$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000277 / 3.6 = 0.000077$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000557942$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000557942 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00175952589$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 26.8 / 100 = 0.000020636$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000020636 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0006507769$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000462$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000462 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000145696$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.35 / 100 = 0.0000002695$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000002695 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000849895$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000847$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000847 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000026711$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = G \cdot C / 100 = 0.000077 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001694$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = \underline{G} \cdot \underline{T} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001694 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000053422$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	7	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	14	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000005532	0.00017591411
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.006680812	0.21244561312
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.00247096	0.07857497146
0602	Бензол (64)	0.00003227	0.00102616567
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.000010142	0.00032250921
0621	Метилбензол (349)	0.000020284	0.00064501842

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6009**Источник выделения: 6009 01, площадка 20 НГК скважин**

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.012996$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.365$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 6$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.365 \cdot 0.012996 \cdot 6 = 0.02846$ Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.02846 / 3.6 = 0.0079$ **Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 72.46 / 100 = 0.00572434$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00572434 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.18052278624$ **Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 26.8 / 100 = 0.0021172$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0021172 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0667680192$ **Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.06 / 100 = 0.00000474$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000474 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00014948064$ **Примесь: 0602 Бензол (64)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.35 / 100 = 0.00002765$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00002765 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0008719704$ **Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.11 / 100 = 0.00000869$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000869 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00027404784$ **Примесь: 0621 Метилбензол (349)**Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$ Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.0079 \cdot 0.22 / 100 = 0.00001738$ Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00001738 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00054809568$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)

Наименование технологического потока: Поток №8

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.000396$ Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.05$ Общее количество данного оборудования, шт., $N = 12$ Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T = 8760$ Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.05 \cdot 0.000396 \cdot 12 = 0.0002376$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.0002376 / 3.6 = 0.000066$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 72.46$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 72.46 / 100 = 0.0000478236$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000478236 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00150816505$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 26.8$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 26.8 / 100 = 0.000017688$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000017688 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00055780877$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.06$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.06 / 100 = 0.0000000396$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000396 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000124883$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.35$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.35 / 100 = 0.000000231$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000000231 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000728482$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.11$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.11 / 100 = 0.0000000726$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000000726 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000228951$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 0.22$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{р}} = G \cdot C / 100 = 0.000066 \cdot 0.22 / 100 = 0.0000001452$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{р}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000001452 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000457903$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/г
Запорно-регулирующая арматура (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	6	8760
Фланцевые соединения (легкие углеводороды, двухфазные среды)	Поток №8	12	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000474	0.00015072947
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00572434	0.18203095129
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0021172	0.06732582797
0602	Бензол (64)	0.00002765	0.00087925522
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00000869	0.00027633735
0621	Метилбензол (349)	0.00001738	0.00055267471

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения: 6010

Источник выделения: 6010 01, площадка 6 ГК скважин

Список литературы:

1. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО "Казтрансойла" Астана, 2005 (п.6.1, 6.2, 6.3 и 6.4)

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005
3. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.020988$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.293$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 5$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.293 \cdot 0.020988 \cdot 5 = 0.03075$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.03075 / 3.6 = 0.00854$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 60 / 100 = 0.0051240$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.005124 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.161590464$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.00854 \cdot 40 / 100 = 0.0034160$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.003416 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.107726976$

Наименование оборудования: Фланцевые соединения (парогазовые потоки)

Наименование технологического потока: Поток №9

Расчетная величина утечки, кг/час (Прил.Б1), $Q = 0.00072$

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы (Прил.Б1), $X = 0.03$

Общее количество данного оборудования, шт., $N = 10$

Среднее время работы данного оборудования, час/год, $T_{\text{ср}} = 8760$

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), $G = X \cdot Q \cdot N = 0.03 \cdot 0.00072 \cdot 10 = 0.000216$

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, $G = G / 3.6 = 0.000216 / 3.6 = 0.00006$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 60$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 60 / 100 = 0.0000360$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000036 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.001135296$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, $C = 40$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{мр}} = G \cdot C / 100 = 0.00006 \cdot 40 / 100 = 0.0000240$

Валовый выброс, т/год, $M_{\text{в}} = G_{\text{мр}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot 3600 / 10^6 = 0.000024 \cdot 8760 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000756864$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно-регулирующая арматура (среда газовая)	Поток №9	5	8760
Фланцевые соединения (парогазовые потоки)	Поток №9	10	8760

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.0307440	0.97635456
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.0204960	0.65090304

ПРИЛОЖЕНИЕ 2 – ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1 – вариант

2028 год

Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2028
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,001137	2028
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2028
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2028
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2028
001	передвижной тестовый сепаратор	1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2028
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2028
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2028
															0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2028
001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2028
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2028

001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	0	0	2	2	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2028
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2028
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2028
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2028
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2028
001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2				30	0	0	2	2	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2028
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2028
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2028
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2028
001	площадка 5 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	0	0	2	2	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2028
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2028
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000237		0,00075365	2028
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0286217		0,91015476	2028
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,01059		0,33662914	2028
															0602	Бензол (64)	0,0001382		0,00439628	2028
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0000434		0,00138169	2028
															0621	Метилбензол (349)	0,0000869		0,00276337	2028

2035 год

Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- сов на карте- схеме	Высо- та источ- ника выбро- сов, м	Диа- метр устья трубы, м	Параметры газовойдушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости- жения ПДВ
	Наименование	Коли- чес- тво, шт.						Ско- рость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе- ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	21	22	23	24	25	26
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2035
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2035
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,00153	2035

001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2			30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2035
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2035
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2035
														0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2035
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2035
														0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2035
001	передвижной тестовый сепаратор	1	8760	неорганизованный источник	6003	2			30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2035
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2035
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2035
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2			30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2035
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2035
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2035
														0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2035
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2035
														0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2035
001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2			30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2035
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2035
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2			30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2035
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2035
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2035
														0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2035
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2035
														0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2035
001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2			30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2035
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2035
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2035
														0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2035
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2035
														0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2035
001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2			30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2035
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2035

001	площадка 12 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	0	0	2	2	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2035
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2035
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2035
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2035
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,688E-05		0,00180875	2035
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,068692		2,18437142	2035
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,025406		0,80790994	2035
															0602	Бензол (64)	0,0003318		0,01055106	2035
001	площадка 1 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2				30	0	0	2	2	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0001043		0,00331605	2035
															0621	Метилбензол (349)	0,0002086		0,0066321	2035
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005124		0,16272576	2035
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,003416		0,10848384	2035

2050 год

Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2050
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,0008	2050
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2050
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2050
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2050
001		1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2050

	передвижной тестовый сепаратор														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2050
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2050
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2050
															0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2050
001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2050
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2050
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2050
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2050
001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2050
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2050
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2050
001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2050
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2050
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2050
001	площадка 14 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,636E-05		0,00211021	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,080141		2,54843332	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,029641		0,94256159	2050
															0602	Бензол (64)	0,0003871		0,01230957	2050

001	площадка 9 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2				30	0	0	2	2	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0001217		0,00386872	2050
															0621	Метилбензол (349)	0,0002433		0,00773745	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,046116		1,46453184	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,030744		0,97635456	2050

2 рекомендуемый вариант

2036 год

Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2036
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,00193	2036
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2036
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2036
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2036
001	передвижной тестовый сепаратор	1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2036
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00040303	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,48672599	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,1800201	2036
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,00235101	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,159E-05		0,00073889	2036

001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	0	0	2	2	0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00147778	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2036
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2036
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2036
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2036
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,74E-06		0,00015073	2036
001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0057243		0,18203095	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0021172		0,06732583	2036
															0602	Бензол (64)	2,765E-05		0,00087926	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	8,69E-06		0,00027634	2036
															0621	Метилбензол (349)	1,738E-05		0,00055267	2036
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00035183	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,42489123	2036
001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2				30	0	0	2	2	0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,15714994	2036
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00205233	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,014E-05		0,00064502	2036
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00129004	2036
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7,584E-05		0,00241167	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0915894		2,91249522	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,03388		1,07721325	2036
001	площадка 16 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	0	0	2	2	0602	Бензол (64)	0,0004424		0,01406808	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000139		0,0044214	2036
															0621	Метилбензол (349)	0,0002781		0,0088428	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005124		0,16272576	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,003416		0,10848384	2036
															0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7,584E-05		0,00241167	2036
001	площадка 1 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005124		0,16272576	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,003416		0,10848384	2036

2039 год

Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ	Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на	Высота источника	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке	Координаты источника на карте-схеме, м		Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества	Год достижения ПДВ
								точ.ист, /1-го конца линейного	2-го конца линейного источника /				



1			4	5	карте- схеме	выбро- сов, м	8				источника /центра площадного источника		длина, ширина площадного источника		16	17				21
	Наименование	Коли- чес- тво, шт.						Ско- рость, 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
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2039
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2039
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,001835	2039
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2039
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2039
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2039
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2039
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2039
001	передвижной тестовый сепаратор	1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2039
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2039
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2039
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2039
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2039
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2039
															0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2039
001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2039
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2039
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2039
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2039
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2039
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2039
001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4,74E-06		0,00015073	2039
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0057243		0,18203095	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0021172		0,06732583	2039
															0602	Бензол (64)	2,765E-05		0,00087926	2039
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	8,69E-06		0,00027634	2039
															0621	Метилбензол (349)	1,738E-05		0,00055267	2039
001		1	8760		6008	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2039

	площадка дренажной емкости			неорганизованный источник											0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2039
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2039
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2039
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2039
001	площадка 18 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	8,532E-05		0,00271313	2039
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1030381		3,27655712	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0381096		1,2118649	2039
															0602	Бензол (64)	0,0004977		0,01582659	2039
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0001564		0,00497407	2039
															0621	Метилбензол (349)	0,0003128		0,00994815	2039
001	площадка 3 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,015372		0,48817728	2039
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,010248		0,32545152	2039

2050 год

Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения - жения ПДВ
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/нм3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	767095	706028			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2050
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	767692	697676	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,001228	2050
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	761130	688728	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2050
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2050
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2050
001		1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	750391	667847	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2050

	передвижной тестовый сепаратор													0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2050	
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2050	
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	729511	648757	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2050
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2050
															0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2050
001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	770095	710028	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2050
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	769702	697699	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2050
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2050
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2050
001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	750422	667859	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2050
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2050
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2050
001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2				30	761236	689879	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2050
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2050
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2050
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2050
001	площадка 22 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	708631	605803	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0001043		0,05968886	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,1259355		4,00468093	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0465784		1,48116822	2050
															0602	Бензол (64)	0,0006083		0,01934362	2050

001	площадка 9 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2				30	530255	323026	2	2	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0001912		0,00607942	2050
															0621	Метилбензол (349)	0,0003824		0,01215884	2050
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,046116		1,46453184	2050
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,030744		0,97635456	2050

3 вариант

2036 год

Производ-ство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-сов на карте-схеме	Высо-та источ-ника выбро-сов, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимальной разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м				Код веще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год дости-жения ПДВ
											точ.ист. /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Коли-чес-тво, шт.						Ско-рость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2036
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,00312	2036
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2036
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2036
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2036
001	передвижной тестовый сепаратор	1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2036
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2036
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2036

001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	0	0	2	2	0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2036
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2036
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2036
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2036
001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2036
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2036
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2036
001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2036
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2036
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2036
001	площадка 16 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	7,584E-05		0,00241167	2036
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0915894		2,91249522	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,03388		1,07721325	2036
															0602	Бензол (64)	0,0004424		0,01406808	2036
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,000139		0,0044214	2036
															0621	Метилбензол (349)	0,0002781		0,0088428	2036
001	площадка 1 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005124		0,16272576	2036
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,003416		0,10848384	2036

2040 год

	Источник выделения загрязняющих веществ	Число часов	Наименование источника	Номер источ	Высо та	Диа метр	Параметры газовойдушной смеси на выходе из трубы	Координаты источника на карте-схеме,м		Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества	Год дости-



Производ-ство			работы в году	выброса вредных веществ	ника выбро-сов на карте-схеме	источ-ника выбро-сов, м	устья трубы, м	при максимально разовой нагрузке			точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника		Код веще-ства					жения ПДВ
	Наименование	Коли-чес-тво, шт.						Ско-рость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темпе-ратура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	21	22	23	24	25	26
001	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)	1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2040
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2040
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,002957	2040
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2040
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2040
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2040
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2040
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2040
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2040
001	передвижной тестовый сепаратор	1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2040
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2040
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2040
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2040
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2040
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2040
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2040
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2040
															0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2040
001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2040
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2040
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2040
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2040
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2040
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2040

001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2			30	0	0	2	2	0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2040
														0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2040
														0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2040
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2040
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2040
														0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2040
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2040
001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2			30	0	0	2	2	0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2040
														0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2040
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2040
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2040
														0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2040
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2040
001	площадка 19 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2			30	0	0	2	2	0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2040
														0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	9,006E-05		0,00286386	2040
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,10876		3,45858808	2040
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,040227		1,27919073	2040
														0602	Бензол (64)	0,0005253		0,01670585	2040
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0006511		0,00525041	2040
001	площадка 4 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2			30	0	0	2	2	0621	Метилбензол (349)	0,0003074		0,97635456	2040
														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,005124		0,16272576	2040
														0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,003416		0,10848384	2040

2043 год

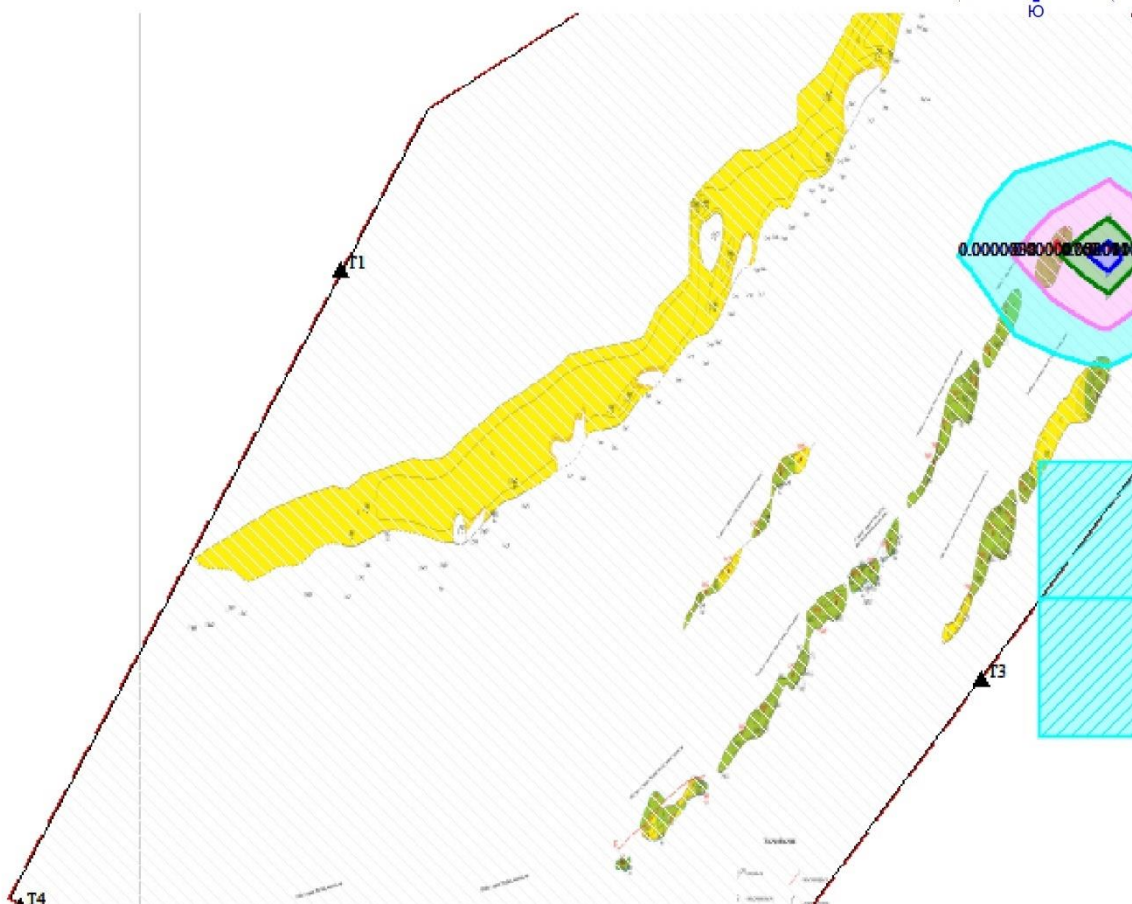
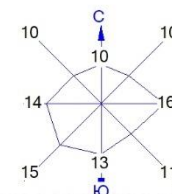
Производство	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой воздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
											точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника /длина, ширина площадного источника							
	Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2			г/с	мг/м3	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
001		1	0.05	труба	0001	5	0,1	13,59	0,1067356	25	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002593	2,652	9,3343E-07	2043

	свеча сброса F-300 (залповые выбросы)														0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,4261911	4358,617	0,00153429	2043
001	Блок дозирования реагентов	1	8760	неорганизованный источник	6001	2				30	0	0	2	2	1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0698		0,00273	2043
001	Дренажная емкость	1	8760	неорганизованный источник	6002	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2,664E-06		0,0000726	2043
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0032172		0,0876766	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0011899		0,032428	2043
															0602	Бензол (64)	1,554E-05		0,0004235	2043
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	4,884E-06		0,0001331	2043
															0621	Метилбензол (349)	9,768E-06		0,0002662	2043
001	передвижной тестовый сепаратор	1	8760	неорганизованный источник	6003	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000236		0,00074425	2043
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0236		0,7442496	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0157333		0,4961664	2043
001	площадка камеры приема ОУ	1	8760	неорганизованный источник	6004	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	6,324E-06		0,00020152	2043
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0076373		0,243363	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0028247		0,09001005	2043
															0602	Бензол (64)	3,689E-05		0,0011755	2043
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,159E-05		0,00036944	2043
															0621	Метилбензол (349)	2,319E-05		0,00073889	2043
001	площадка свечи сброса	1	0.05	неорганизованный источник	6005	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,002052		3,7195E-07	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,001368		2,4797E-07	2043
001	площадка БДР	1	8760	неорганизованный источник	6006	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2043
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2043
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2043
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2043
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2043
001	площадка тестового сепаратора	1	8760	неорганизованный источник	6007	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,162E-06		0,00010055	2043
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0038186		0,12143014	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,0014124		0,04491206	2043
															0602	Бензол (64)	1,845E-05		0,00058654	2043
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	5,797E-06		0,00018434	2043
															0621	Метилбензол (349)	1,159E-05		0,00036868	2043

001	площадка дренажной емкости	1	8760	неорганизованный источник	6008	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	5,532E-06		0,00017591	2043
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0066808		0,21244561	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,002471		0,07857497	2043
															0602	Бензол (64)	3,227E-05		0,00102617	2043
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	1,014E-05		0,00032251	2043
															0621	Метилбензол (349)	2,028E-05		0,00064502	2043
001	площадка 20 НГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6009	2				30	0	0	2	2	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000948		0,00301459	2043
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,11449		3,45858808	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,042344		1,07721325	2043
															0602	Бензол (64)	0,000553		0,01670585	2043
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0001738		0,00525041	2043
															0621	Метилбензол (349)	0,0003476		0,01050082	2043
001	площадка 6 ГК скважин	1	8760	неорганизованный источник	6010	2				30	0	0	2	2	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,030744		0,97635456	2043
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,020496		0,65090304	2043

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 – РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНОМ ВОЗДУХЕ В ВИДЕ КАРТ- СХЕМ ИЗОЛИНИЙ (по 2 рекомендуемому варианту на период эксплуатации на 2050 г. – максимальный объем выбросов).

Город : 017 Западно-Казахстанская область
Объект : 0001 ПР ТТГМ 2 рек. вариант 2050 г. (макс. фонд скв) Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
1052 Метанол (Метиловый спирт) (338)



Условные обозначения:

- Территория предприятия
- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 90
- Расч. прямоугольник N 01

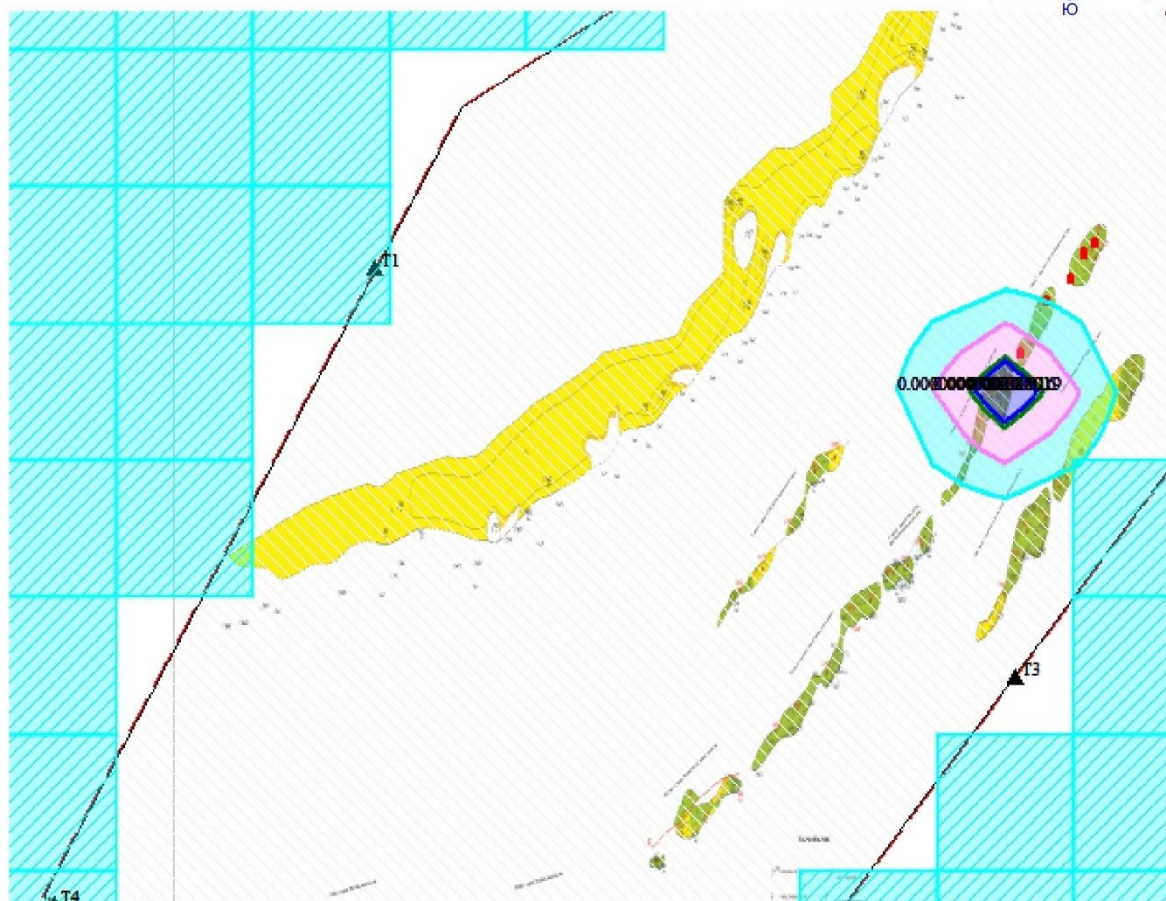
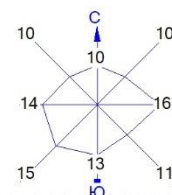
Изолинии в мг/м3
[1052] Метанол (Метиловый спирт) (338)

	0.0000038 мг/м3
	0.0000076 мг/м3
	0.000011 мг/м3
	0.000014 мг/м3
	0.000038 мг/м3

0 92467 277401м.
Масштаб 1:9246700

Макс концентрация $1.52E-5$ ПДК достигается в точке $x=808884$ $y=688521$
При опасном направлении 283° и опасной скорости ветра 12 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1144000 м, высота 1258400 м,
шаг расчетной сетки 114400 м, количество расчетных точек 11×12
Расчёт на существующее положение.

Город : 017 Западно-Казахстанская область
Объект : 0001 ПР ТТГМ 2 рек. вариант 2050 г. (макс. фонд скв) Вар.№ 3
ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
0602 Бензол (64)



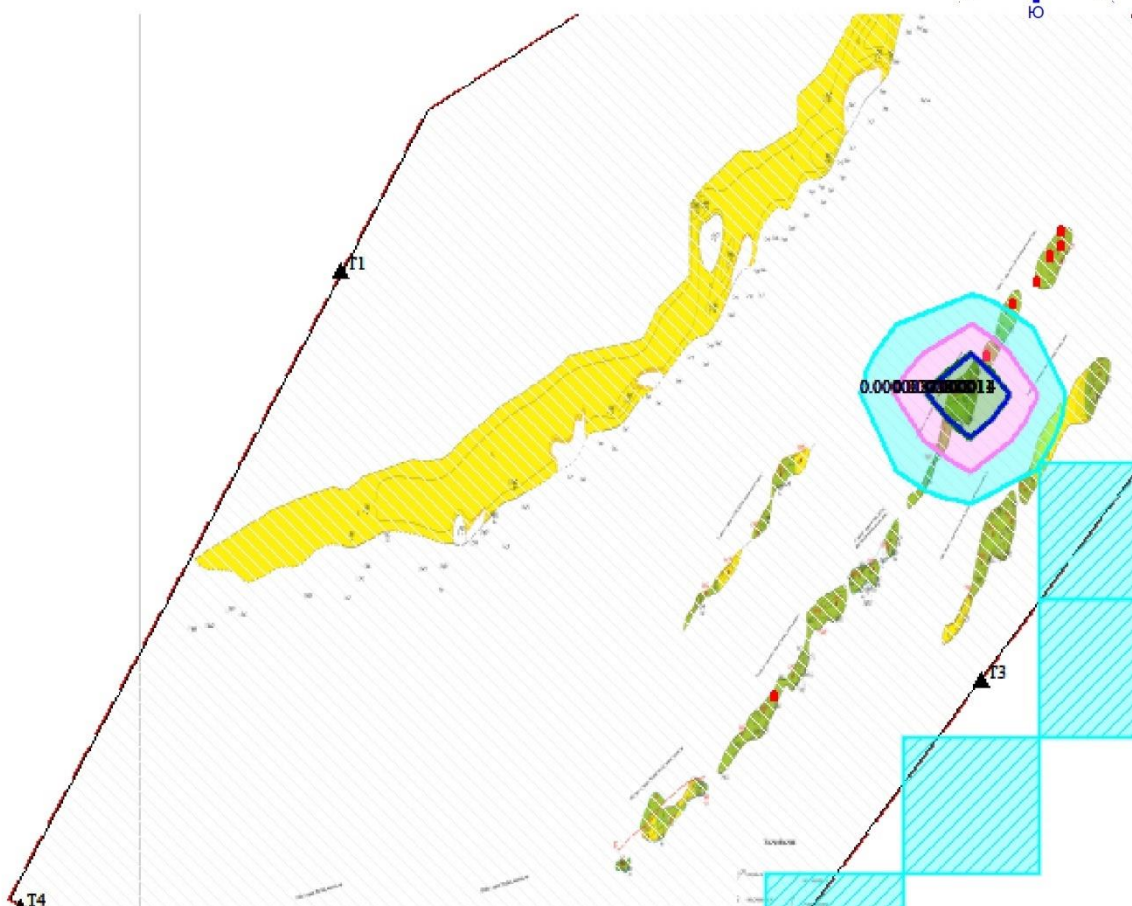
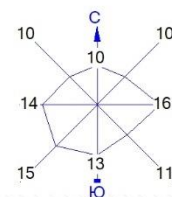
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 Расчётные точки, группа N 90
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в мг/м3
[0602] Бензол (64)
 0.000000053 мг/м3
 0.00000010 мг/м3
 0.00000016 мг/м3
 0.00000019 мг/м3
 0.000000053 мг/м3

0 92467 277401м.
Масштаб 1:9246700

Макс концентрация 7Е-7 ПДК достигается в точке x= 694484 y= 574121
 При опасном направлении 24° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1144000 м, высота 1258400 м,
 шаг расчетной сетки 114400 м, количество расчетных точек 11*12
 Расчет на существующее положение.

Город : 017 Западно-Казахстанская область
 Объект : 0001 ПР ТТГМ 2 рек. вариант 2050 г. (макс. фонд скв) Вар.№ 3
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

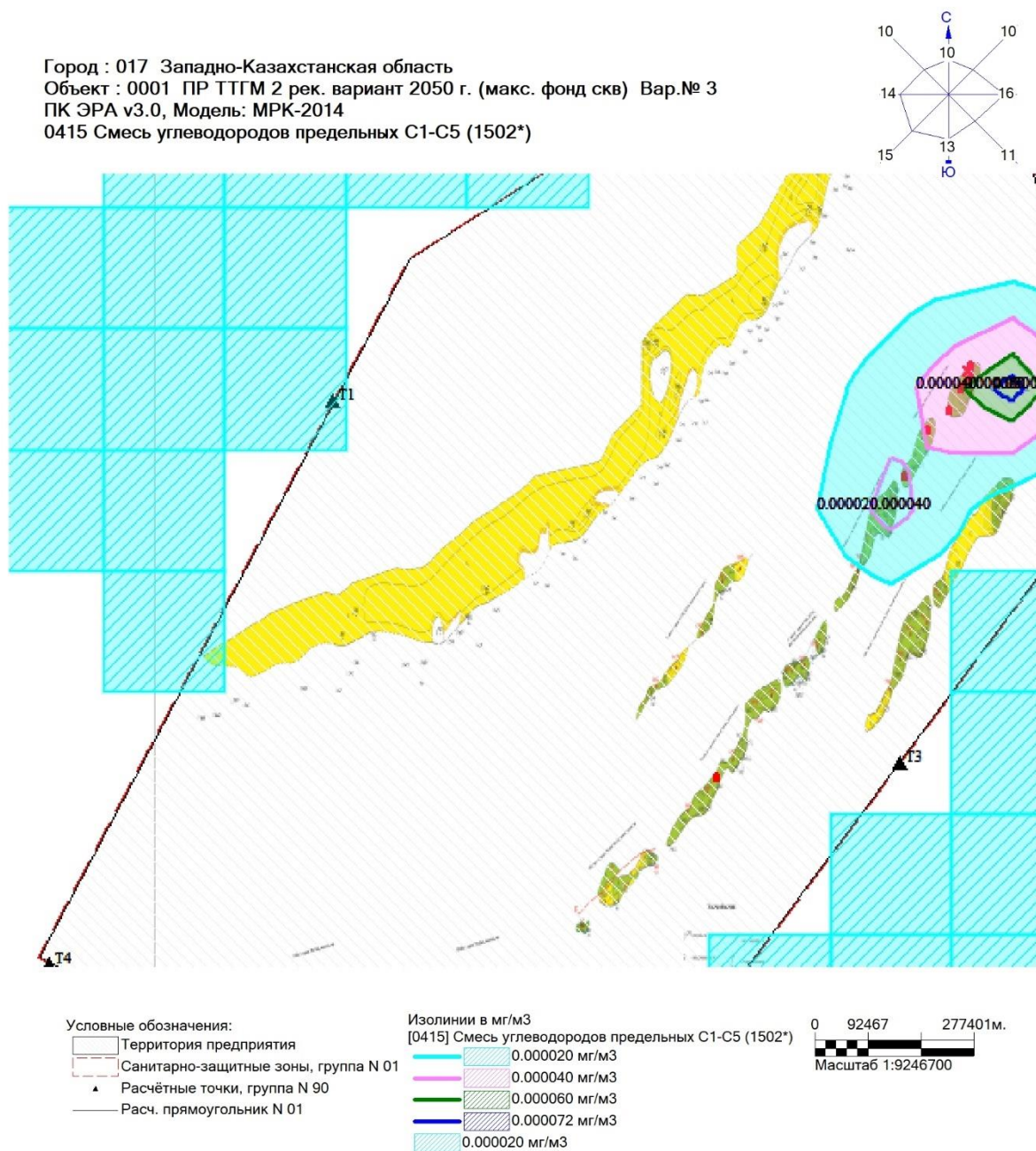


Условные обозначения:
 [] Территория предприятия
 [] Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 ▲ Расчётные точки, группа N 90
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в мг/м3
 [0416] Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
 0.0000037 мг/м3
 0.0000075 мг/м3
 0.000011 мг/м3
 0.000014 мг/м3
 0.000037 мг/м3

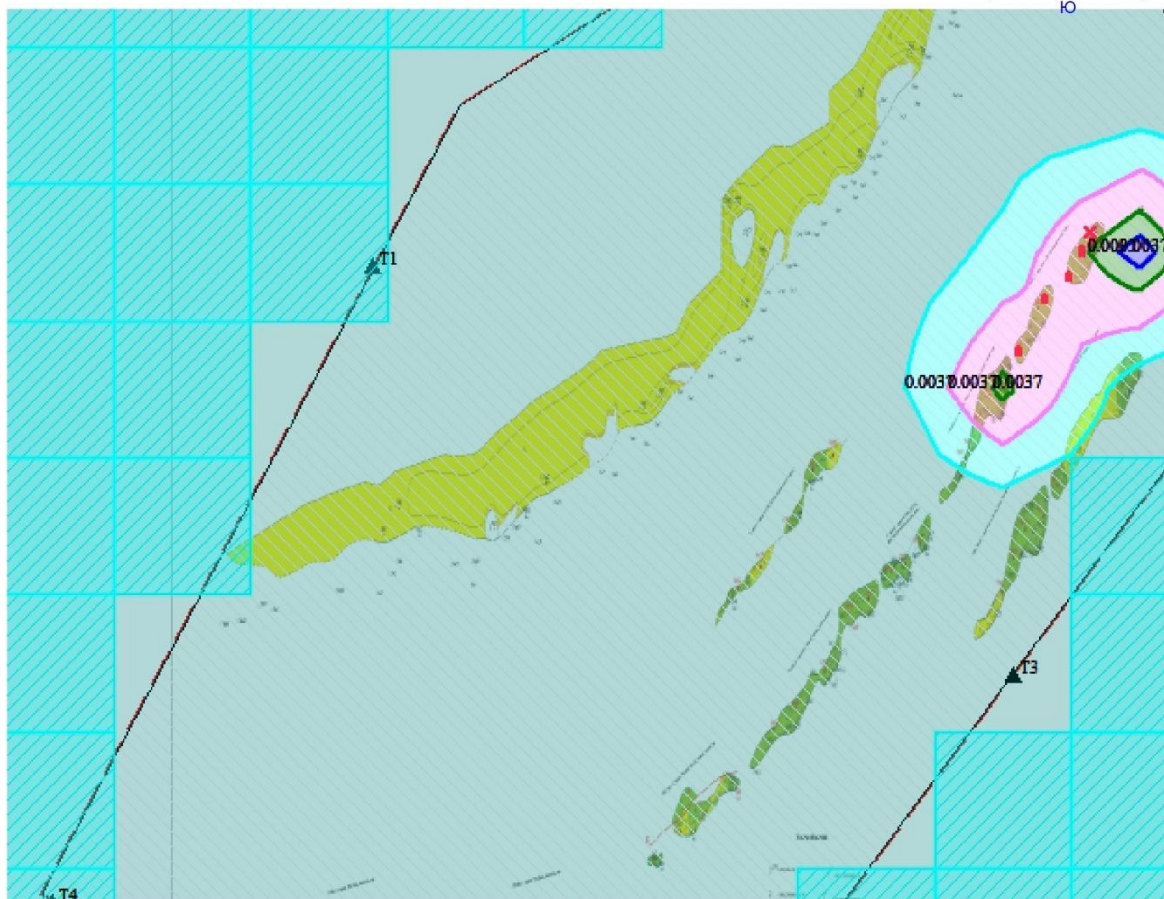
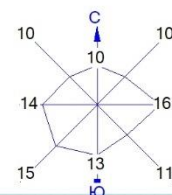
0 92467 277401м.
 Масштаб 1:9246700

Макс концентрация 5Е-7 ПДК достигается в точке x= 694484 y= 574121
 При опасном направлении 24° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1144000 м, высота 1258400 м,
 шаг расчетной сетки 114400 м, количество расчетных точек 11*12
 Расчёт на существующее положение.



Макс концентрация 1.6Е-6 ПДК достигается в точке x= 808884 y= 688521
 При опасном направлении 293° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1144000 м, высота 1258400 м,
 шаг расчетной сетки 114400 м, количество расчетных точек 11*12
 Расчет на существующее положение.

Город : 017 Западно-Казахстанская область
 Объект : 0001 ПР ТТГМ 2 рек. вариант 2050 г. (макс. фонд скв) Вар.№ 3
 ПК ЭРА v3.0, Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Санитарно-защитные зоны, группа N 01
 ▲ Расчётные точки, группа N 90
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в мг/м³
 [0333] Сероводород (Дигидросульфид) (518)
 0.00080 мг/м³
 0.0037 мг/м³
 0.0037 мг/м³
 0.0037 мг/м³
 0.0037 мг/м³
 0.0037 мг/м³

0 92467 277401м.
 Масштаб 1:9246700

Макс концентрация 0.4587536 ПДК достигается в точке x= 808884 y= 688521
 При опасном направлении 293° и опасной скорости ветра 12 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 1144000 м, высота 1258400 м,
 шаг расчетной сетки 114400 м, количество расчетных точек 11*12
 Расчет на существующее положение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4 – Расчет образования отходов производства и потребления

Расчет образования отходов производства и потребления на период строительства скважин согласно проекту аналогу: «Индивидуальный технический проект на строительство оценочной скважины №8 на нефтегазоконденсатном месторождении Дарьинское».

- Буровой шлам

Буровой шлам – это выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием, образуется при проведении спускоподъемных операций; при мытье циркуляционной системы, рабочей площадки у ротора, самого ротора, бурильной колонны, трубопроводов. Объем образования отходов бурения зависит от диаметра бурения и глубины скважины

Объем выбуренной породы при строительстве одной скважины

Интервал	k	$\pi/4$	$Dd, м$	$D_{скв} = (D_d \times k)^2, м$	V, м ³	L, отб. керна
1	2	3	4	5	6	7
0-250	1,10	0,785	0,660	0,5271	250	103,4
250-2400	1,10	0,785	0,445	0,2396	2150	404,2
2400-4100	1,10	0,785	0,3111	0,1171	1700	156,3
4100-4400	1,08	0,785	0,2159	0,0544	300	12,81
676,71						

Объем бурового шлама (БШ) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө определяется по формуле:

$$V_{БШ} = V_{скв} \times K,$$

Где: K – 1,2 коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы.

$\rho_{ш}$ – удельный вес бурового шлама, 1,75 т/м³

$V_{п}$ – объем скважин м³

$$V_{ш} = V_{п} \times K_1 = 676,71 \times 1,2 = 812,05 \text{ м}^3 \text{ или } 1421,09 \text{ тонн}$$

- Отработанный буровой раствор

Объем отработанного бурового раствора (ОБР) согласно «Методике расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 03.05.2012г № 129-ө, определяется по формуле:

$$V_{ОБР} = K_1 \times K_2 \times V_{скв} + 0,5 \times V_{ц},$$

Где: K_1 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, $K_1 = 1,2$

K_2 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом

на выбросите, $K = 1,052$

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы БУ

$\rho_{обр}$ – удельный вес отработанного бурового раствора, $1,26 \text{ т/м}^3$

$V_{ОБР} = 1,2 \times 1,052 \times 676,71 + 180 \times 0,5 = 944,3 \text{ м}^3$ или 1189,8 тонн

- Буровые сточные воды.

Объем буровых сточных вод (ВБСВ) с учетом повторного использования:

$$V_{БСВ} = 0,25 * V_{ОБР}$$

Где: $V_{ОБР}$ – объем отработанного бурового раствора, $944,3 \text{ м}^3$

$V_{БСВ} = 0,25 * 944,3 = 236,075 \text{ м}^3$ или 297,455 тн.

- Металлолом

Металлолом транспортных средств

Норма образования отхода рассчитано по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.).

Количество металлолома, образующегося в процессе ремонта транспортных средств, определяется по формуле:

$$N_{л} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{л}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 10 ед;

α – коэффициент образования лома;

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т

грузового – 4,74.

$N_{л} = 10 * 0,016 * 4,74 = 0,7584 \text{ т/год}$

- Огарки сварочных электродов

Огарки сварочных электродов, IV класса опасности, по Классификатору Зеленый Г, образуются при работе металлообрабатывающих станков и работе спецтехники. По мере накопления металлолом передается согласно соответствующего договора специализированной компании.

Норма образования отхода рассчитана по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.).

Количество огарков электродов определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} * Q,$$

где: N – количество огарков электродов, т/год;

$M_{\text{ост}}$ – расход электродов, 1 т/год;

Q - остаток электрода, 0,015.

$$N = 1 * 0,015 = 0,015 \text{ т/год}$$

Все отходы до вывоза должны временно складироваться специальных емкостях на специально отведенных и оборудованных площадках. Площадки должны иметь твердое покрытие.

- Твердые бытовые отходы

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядку нормирования и образования и размещения отходов производства» принимаются следующие нормы накопления твердых бытовых отходов на 1 человека в год в кварталах с неблагоустроенным жилым фондом – 360 кг/год.

Твердые бытовые отходы, нетоксичные, будут размещаться в специальных контейнерах и по мере накопления будут вывозиться согласно договору со специализированной организацией.

Суточная норма накопления твердых бытовых отходов на территории поселка на одного человека составит: $V_{\text{сут}} = 360/365 = 0,986 \text{ кг/сутки}$

За период проведения буровых работ объем твердых бытовых отходов составит:

$$M = V_{\text{сут}} \times T \times n,$$

Где: n –ориентировочное количество человек, n=30.

T - время проведения проектируемых работ T= на одной скважине 186 сут.

$$M = 0,986 \times 186 \times 30 = 5501,88 \text{ кг или } 5,502 \text{ тн.}$$

- Отработанное масло

В процессе эксплуатации автотранспорта, при работе двигателей образуются отработанные масла.

Согласно «Справочным материалам по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления, 1996 г.»

По нормативам образования отходов, объем отработанных масел составляет 25% от расхода моторного масла и 30% трансмиссионного масла.

Расчет расхода моторного масла производится по формуле:

$$M_{\text{д}} = \frac{V_{\text{д}} * H * 0,93}{100 * 1000}, \text{ т}$$

Расчет расхода трансмиссионного масла производится по формуле:

$$M_o = \frac{V_o \times H \times 0,885}{100 \times 1000}, \text{ т}$$

где: $M_{отр.мот.}$ - количество отработанного моторного масла, т.;

M_6 - нормативное количество израсходованного моторного масла по автотранспорту, работающему на бензине, т.;

M_o - нормативное количество израсходованного моторного масла по автотранспорту, работающему на дизельном топливе, т.;

V_6 - расход бензина за год, л.;

V_o - расход дизельного топлива за год, л.;

H - норма расхода моторных масел (л / 100 л топлива);

Норма расхода масел составляет:

на 100 литров бензина - 2,4 литра моторного масла;

на 100 литров дизтоплива - 3,2 литра моторного масла;

на 100 литров бензина - 0,3 литра трансмиссионного масла;

на 100 литров дизтоплива - 0,4 литра трансмиссионного масла;

Плотность моторного масла - 0,93 т/м³

Плотность трансмиссионного масла 0,885 т/м³

Расчет объемов отработанного моторного масла

Наименование топлива	Количество топлива V_o л/период	Норма расхода моторного масла, л/100 л топлива H	Плотность масла, т/м ³	Расход моторного масла M_o т/период	Отработанное масло $M_{отр.мот.}$ т/период
Диз. топливо	1278,59	3,2	0,93	0,0381	0,0095
Бензин	11,635	2,4	0,93	0,0003	0,00008
Итого				0,0384	0,00958

Расчет объемов отработанного трансмиссионного масла

Наименование топлива	Кол-во топлива V_o л/период	Норма расхода трансм. масла, л/100 л топлива H	Плотность масла, т/м ³	Расход трансм. масла M_o т/период	Отработанное масло $M_{отр.мот.}$ т/период
Диз топливо	1278,59	0,4	0,885	0,0045	0,00135
Бензин	11,635	0,3	0,885	0,00003	0,000009
Итого				0,00453	0,00136

Всего количество отработанного масла по службе отработанного моторного масла и отработанного трансмиссионного масла составит – 0,01094 т/период.

- Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N - количество промасленной ветоши, т/год;

M_0 – поступающее количество ветоши, 0,089 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_0$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год;

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,089 + 0,0106 + 0,013 = 0,1126 \text{ т/год}$$

- Отработанные аккумуляторные батареи

Согласно по «Методическим рекомендациям разработки проекта нормативов предельного размещения отходов для теплоэлектростанций, теплоэлектроцентралей, промышленных и отопительных котельных», Санкт-Петербург, 1998г.

Количество отработанных аккумуляторов определяется по формуле:

$$N = \sum n_l * m_l * \alpha * 10^{-3} / \tau,$$

где: N - количество отработанных аккумуляторов, т/год

n_l – количество аккумуляторов, 10 шт

m_l - средняя масса одного аккумулятора, 0,025т

α - норматив зачета при сдаче, 85 %

τ - срок эксплуатации, 2 года.

$$N = 10 \times 0,025 \times 0,85 \times 10^{-3} / 2 = 0,00011 \text{ т/год}$$

- Мешки из-под цемента

Ориентировочный расчет объемов образования отходов рассчитывается по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.)

$$M_{\text{отх.}} = N * m$$

Где: N – количество мешков, 562 шт.

M – масса мешка, 0,004 т.

$$M_{\text{отх.}} = 562 * 0,004 = 2,248 \text{ т}$$

- Мешки бумажные

Ориентировочный расчет объемов образования отходов рассчитывается по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.)

$$M_{\text{отх.}} = N * m$$

Где: N – количество мешков, 3946 шт.

M – масса мешка, 0,0004 т.

$$M_{\text{отх.}} = 3946 * 0,0004 = 1,5784 \text{ т}$$

- Канистры пластиковые

Ориентировочный расчет объемов образования отходов рассчитывается по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.)

$$M_{\text{отх.}} = N * m$$

Где: N – количество канистр, 308 шт.

M – масса канистры, 0,0015 т.

$$M_{\text{отх.}} = 308 * 0,0015 = 0,462 \text{ т}$$

- Бочки металлические

Ориентировочный расчет объемов образования отходов рассчитывается по «Методике разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления» (Приложение 16 к Приказу МОС РК № 100-п от 18.04.2008 г.)

$$M_{\text{отх.}} = N * m$$

Где: N – количество бочек, 85 шт.

M – масса канистры, 0,02 т.

$$M_{\text{отх.}} = 85 * 0,02 = 1,7 \text{ т}$$

Расчет образования отходов производства и потребления на период расконсервации/восстановления скважин согласно проекту аналогу: Оценка воздействия на окружающую среду к проекту на восстановление, КРС и исследование скважин на месторождении Гремячинское.

- Буровой шлам

Объем шлама рассчитывается по формуле $V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} * 1,2$,

где 1,2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_{\text{п}}$ – объем скважины.

Объем шлама от разбуривания цементных мостов и фрезерования составит:

$$V_{\text{ш}} = 1,47 * 1,2 = 1,77 \text{ м}^3$$

- Отработанный буровой раствор.

Объем отработанного бурового раствора (при условии повторного использования), складываемого в металлические емкости, определяется из расчета 25%

от объема исходного и наработанного бурового раствора:

$$V_{\text{обр}} = 0,25 \cdot V_{\text{п}} \cdot K_1 + 0,5 \cdot V_{\text{ц}},$$

Где: K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, (согласно РД 39-3-819-91, $K_1=1,052$);

$V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной 50 м^3 .

$$V_{\text{обр}} = 0,25 \cdot 1,47 \cdot 1,052 + 0,5 \cdot 50 = 25,4 \text{ м}^3.$$

Также проектом предусмотрен вывоз рабочего бурового раствора, оставшегося после восстановления и испытания скважины объемом $329,1 \text{ м}^3$, в случае не использования данного раствора на других скважинах.

Таким образом, общий объем бурового раствора, подлежащий вывозу, в случае не использования рабочего бурового раствора составит $25,4 + 329,1 = 354,5 \text{ м}^3$.

Общее количество образования **отходов бурения** определяется по формуле:

$$Q = (V_{\text{ш}} \cdot \rho_{\text{ш}} + V_{\text{обр}} \cdot \rho_{\text{обр}}),$$

где: $V_{\text{ш}}$ – объем шлама – $1,77 \text{ м}^3/\text{скв.}$,

$V_{\text{обр}}$ – объем отработанного бурового раствора – $354,5 \text{ м}^3/\text{скв.}$

$\rho_{\text{ш}}$ – средний удельный вес шлама – $1,75 \text{ т/м}^3$;

$\rho_{\text{обр}}$ – средний удельный вес бурового раствора – $1,3 \text{ т/м}^3$;

$$Q = 1,77 \cdot 1,75 + 354,5 \cdot 1,3 = \mathbf{463,9475 \text{ тонн.}}$$

- Металлолом ориентировочно образуется в количестве **1 тонны**.
- Огарки сварочных электродов

Количество образования **огарков электродов** определяется по формуле:

$$N = M_{\text{ост}} \cdot \alpha,$$

$M_{\text{ост}}$ – фактический расход электродов, тонн;

α – остаток электрода $0,015$.

$$N = 0,12 \cdot 0,015 = \mathbf{0,0018 \text{ тонн.}}$$

• Промасленная ветошь образуется при ликвидации проливов. Норма образования промасленной ветоши:

$$N = M_0 + M + W, \text{ т/год},$$

где M_0 – поступающее количество ветоши, т/год;

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

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 \cdot M_o; M$

$$= 0,12 \cdot 0,025 = 0,003.$$

$$W = 0,15 \cdot 0,025 = 0,00375.$$

$$N = 0,025 + 0,003 + 0,00375 = \mathbf{0,0318 \text{ тонн.}}$$

- Отработанные масла

Отработанные масла образуются при эксплуатации механизмов работающих на площадке скважины. Норма образования отработанного моторного масла: $N = N_d \cdot 0,25$, где 0,25 – доля потерь масла от общего его количества; N_d – количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе.

$$N_d = Y_d \cdot H_d \cdot \rho$$

Y_d – расход дизельного топлива за год, m^3 ,

H_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива;

ρ – плотность моторного масла 0,930 т/ m^3 .

1. Подготовка площадки. Расход дизтоплива от спецтехники: $Y_d = 3,0/0,86$ (плотность дизельного топлива, т/ m^3) = 3,488 m^3

$$N_d = 3,488 \cdot 0,032 \cdot 0,93 = 0,104 \text{ т.}$$

$$\text{Отработанное масло } N = 0,104 \cdot 0,25 = 0,026 \text{ т}$$

2. Буровая установка ZJ-40. $N_d = 4,24 \text{ т.}$

$$\text{Отработанное масло } N = 4,24 \cdot 0,25 = 1,06 \text{ т.}$$

3. Освоение 1-го объекта скважины. $N_d = 1,35 \text{ т.}$

$$\text{Отработанное масло } N = 1,35 \cdot 0,25 = 0,338 \text{ т.}$$

Буровая установка УПА-80. $N_d = 0,34 \text{ т.}$

$$\text{Отработанное масло } N = 0,34 \cdot 0,25 = 0,85 \text{ т.}$$

4. Освоение 2-го объекта скважины. $N_d = 2,11 \text{ т}$

$$\text{Отработанное масло } N = 2,11 \cdot 0,25 = 0,5275 \text{ т.}$$

За весь период восстановления и испытания одной скважины отработанного масла образуется: $0,026 + 1,06 + 0,338 + 0,85 + 0,5275 = \mathbf{2,8015 \text{ тонн.}}$

- Твердо-бытовые отходы образуются в процессе жизнедеятельности обслуживающего персонала и определяется по формуле:

$$M = (p \cdot m \cdot n \cdot q) / 365$$

Где: p - норма накопления отходов 1,06 m^3 /год;

m – численность работников;

q – плотность ТБО, равна 0,25 т/год.

n – продолжительность ведения работ, суток.

Результаты расчета образования твердых бытовых отходов при буровых операциях на скважине приведены в таблице

Таблица - Результаты расчета образования твердо-бытовых отходов при проектируемых работах

Наименование работы	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	КРС	Испытание	ИТОГО
Работа персонала, сутки	8	6	20	245	
Численность персонала	20	16	16	16	
Норма накопления отходов	1,06	1,06	1,06	1,06	
Плотность ТБО	0,25	0,25	0,25	0,25	
Образование отходов; тонн	0,116	0,070	0,232	2,846	3,264

- Тара из-под химреагентов

Количество образующейся использованной *тары из-под химических реагентов* определяется по формуле:

$$N_{и.т.} = M \cdot a,$$

Где: $N_{и.т.}$ – масса образующейся использованной тары химических реагентов, т/год;

M – расход сырья при производстве, т/год; a – коэффициент образования тары.

Расчет образования данного вида отходов представлен в таблице.

Таблица - Количество образования тары из-под химических реагентов

Наименования тары из-под химических реагентов	Масса тары, тонн	Количество тары, шт	Коэффициент образования тары	Количество отходов, т
Бумажные мешки	0,0004	149	1	0,0596
Полипропиленовые мешки	0,004	127	1	0,508
Пластиковые канистры	0,0015	14	1	0,021
Металлические бочки	0,020	2	1	0,04
Всего:				0,6286

Протекторы обсадных труб (пластиковые) используются для предотвращения резки обсадной трубы от механических повреждений.

Количество образования определяется по формуле:

$$M_{отх} = N \cdot m,$$

где N – количество протекторов, m – масса протекторов.

Расчет образования протекторов представлен в таблице.

Таблица – Общее количество образования пластиковых протекторов обсадных труб

Название обсадной колонны	Длина трубы	Наименование протектора обсадных труб	Материал	Вес 1 шт, тонн	Количество, шт.	Общий вес отхода, тонн
НКТ 73 мм	2914	Муфта	пластик	0,0003	265	0,0795
		Ниппель	пластик	0,0003	265	0,0795
Всего						0,1590

ПРИЛОЖЕНИЕ 5 – ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

1 - 1

14009881



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

12.07.2014 жылы01678P

Берілді	<u>"Жобалау институты, "OPTIMUM" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі</u> 130000, Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы, Ақтау Қ.Ә., Ақтау қ., 3, № 3ДАНИЕ №23 үй., БСН: 000740000123 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	<u>Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету</u> («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	<u>басты</u>
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)
Лицензиар	<u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті.</u> <u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.</u> (лицензиардың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	<u>ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ</u> (лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	<u>Астана қ.</u>

1 - 1

14009881

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ**12.07.2014 года01678P**Выдана****Товарищество с ограниченной ответственностью "Проектный институт "ОПТИМУМ"**

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 3, дом № ЗДАНИЕ №23., БИН: 000740000123

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии**генеральная****Особые условия
действия лицензии**

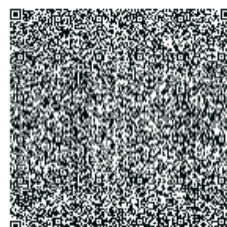
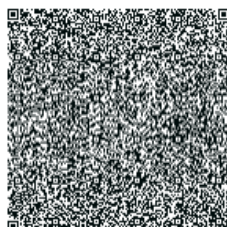
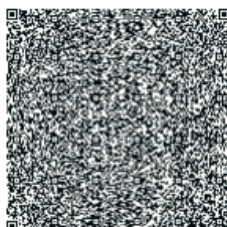
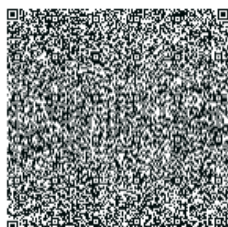
(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар**Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи**г.Астана**

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қытардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қығаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.