

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СНПС-АКТОБЕМУНАЙГАЗ»
ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TIMAL CONSULTING GROUP»

Государственная лицензия № 01695P



УТВЕРЖДАЮ:
Первый заместитель
Генерального директора
АО «СНПС-Ақтобемұнайгаз»
Есенгулов Т.С.
2021г

**ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ
к проекту пробной эксплуатации месторождения Акжол**

Директор Атырауского филиала
ТОО «Timal Consulting Group»:



Нурбаев С.Т.

Директор департамента
Экологии ТОО «Timal Consulting Group»
Гос. Лицензия №002497P от 10.11.2020г

Абытов А.Х.

г. Атырау, 2022 г.

ВВЕДЕНИЕ

Основными источниками экономической стабильности в Республике Казахстан являются нефть и газ, но в то же самое время они остаются и основными источниками загрязнения природной среды: атмосферного воздуха, почвенно-растительного покрова, подземных и поверхностных вод.

В настоящее время в Республике Казахстан действует ряд законодательных актов, регулирующих общественные отношения в области экологии с целью предотвращения негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду, жизнь и здоровье населения.

Оценка Воздействия На Окружающую Среду К Проекту Пробной Эксплуатации Месторождения Акжол Основанием для составления отчета является Договор, заключенный между ТОО «СНПС-Актобемунайгаз» и ТОО «Timal Consulting Group. Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№01695Р от 05 сентября 2014г). Раздел охраны окружающей среды разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов, принимаемых управленческих и хозяйственных решений. Проект оформлен в соответствии с Приложением 2 к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 Приложение 3 к Инструкции по организации и проведению экологической оценки Содержание раздела "Охрана окружающей среды" в составе проектной документации намечаемой деятельности.

Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условиях землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- комплексную оценку ожидаемых изменений окружающей среды в результате производственной деятельности на лицензионном участке;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду;
- заявление об экологических последствиях воздействия на окружающую среду.

Юридические адреса:

Заказчик:

АО «СНПС-Актобемунайгаз»
030006 г. Актобе, пр. Стрелковой
Дивизии 312 д.3
тел: + 7 (7132) 96-68-10

Исполнитель:

ТОО «Timal Consulting Group»
г.Алматы, пр. Аль-Фараби, 7
б/ц «Нурлы Тау»,
корпус 5А кв.188
тел:7(727) 321 01 21 (вн. 108)
факс:7(727)311-52-96

1. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ

1.1 Природно-климатические условия

Климат — резко континентальный? зима холодная, лето жаркое и засушливое. Летом часты суховеи и пыльные бури, зимой — метели.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристики климата. Средняя температура июля +27.9 °С, декабря -12 °С соответственно. Количество осадков на северо-западе около 300, в центре и на юге — 125—200 мм в год. Вегетационный период от 175 дней на северо-западе до 190 дней на юго-востоке.

Атмосферные осадки и влажность воздуха. Рассматриваемая территория относится к числу районов недостаточно обеспеченных осадками. Колебания количества осадков могут быть значительны от года к году и от месяца к месяцу. Во влажные месяцы осадков может выпадать до двух месячных норм, а в засушливые – менее 20% от месячной нормы или не выпадать вообще.

Большая часть осадков (около 65-70%) выпадает в виде дождя, около 10-15%, осадки носят смешанный характер (дождь, снег) и около 15-20% осадков выпадает в виде снега.

Максимальное годовое количество осадков наблюдается на севере региона, с продвижением на юг годовое количество осадков уменьшается.

Относительная влажность воздуха в сочетании с температурой создает представление об испаряемости влаги с поверхности почвы, растительности и водоемов. Среднемесячные значения относительной влажности от 47% в летние месяцы до 84% - в зимние. На побережье значения относительной влажности несколько выше, при продвижении на сушу они уменьшаются.

Данные предоставлены за 2020 г. РГП «Казгидромет» Актыбинской области по метеостанции Караулкелды (Байганинский район)

Таблица 1.1 – Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (12)	-12 градуса мороза
Средняя минимальная температура воздуха самого жаркого месяца (8)	27,9 градуса тепла
Среднее количество выпадаемых осадков	
из них, с I по VI	159,0 мм
с VII по XII	148,5 мм
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	3,5 м/с

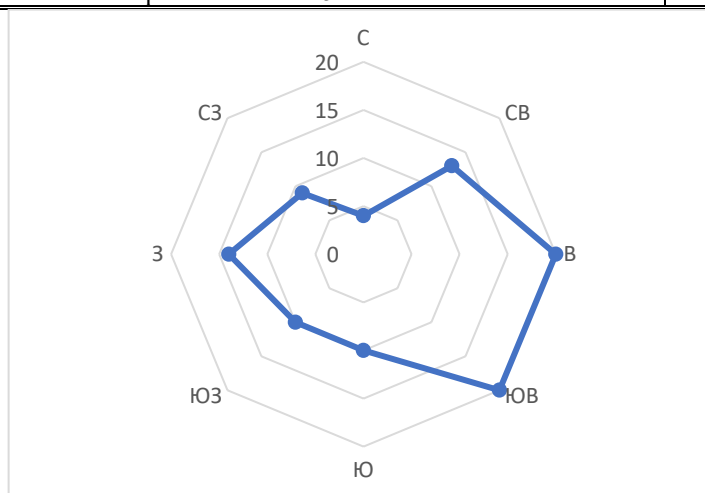


Рис. 4.1.1 – Роза ветров

Таблица 1.2 – Средняя годовая повторяемость(%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
4	13	20	20	10	10	14	9	101

Данные предоставлены за 2020 г. РГП «Казгидромет» Актыбинской области по метеостанции Караулкелды (Байганинский район)

1.2 Современное состояние воздушной среды

Таблица 1.2.1 Сведения по мониторингу воздействия на атмосферный воздух

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование ЗВ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м³)	Фактическая концентрация, мг/м³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	4	3	5	6
Граница СЗЗ Север	Азота (IV) диоксид	0.2	0.0524	превышений нет	не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0.0739	превышений нет	не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0.0311	превышений нет	не требуется
	Сера диоксид	0.5	0.037	превышений нет	не требуется
	Углерод оксид	5	2.04	превышений нет	не требуется
	Формальдегид	0.05	0.0301	превышений нет	не требуется
	УГ пред С12 - С 19	1	0.266	превышений нет	не требуется
Граница СЗЗ Восток	Сероводород	0.008	0.0035	превышений нет	не требуется
	Азота (IV) диоксид	0.2	0.0548	превышений нет	не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0.0698	превышений нет	не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0.0322	превышений нет	не требуется
	Сера диоксид	0.5	0.039	превышений нет	не требуется
	Углерод оксид	5	2.01	превышений нет	не требуется
	Формальдегид	0.05	0.0313	превышений нет	не требуется
Граница СЗЗ Юг	УГ пред С12 - С 19	1	0.274	превышений нет	не требуется
	Сероводород	0.008	0.0031	превышений нет	не требуется
	Азота (IV) диоксид	0.2	0.0578	превышений нет	не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0.0787	превышений нет	не требуется
	Углерод (Сажа)	0.15	0.0339	превышений нет	не требуется
	Сера диоксид	0.5	0.041	превышений нет	не требуется
	Углерод оксид	5	1.99	превышений нет	не требуется
Граница СЗЗ Запад	Формальдегид	0.05	0.0328	превышений нет	не требуется
	УГ пред С12 - С 19	1	0.255	превышений нет	не требуется
	Сероводород	0.008	0.0038	превышений нет	не требуется
Граница СЗЗ Запад	Азота (IV) диоксид	0.2	0.0569	превышений нет	не требуется
	Азот (II) оксид	0.4	0.0723	превышений нет	не требуется

	Углерод (Сажа)	0.15	0.0341	превышений нет	не требуется
	Сера диоксид	0.5	0.036	превышений нет	не требуется
	Углерод оксид	5	2.05	превышений нет	не требуется
	Формальдегид	0.05	0.0319	превышений нет	не требуется
	УГ пред C12 - C 19	1	0.267	превышений нет	не требуется
	Сероводород	0.008	0.0033	превышений нет	не требуется

1.3 Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Основные цели, задачи и сроки пробной эксплуатации

Целью пробной эксплуатации месторождения Акжол является:

1. Уточнение геологического строения месторождения, повышение надежности структурных построений продуктивных горизонтов;
2. Уточнение исходных геолого-промысловых данных для подсчета запасов и составления Проекта разработки месторождения.

При этом, с целью подготовки месторождения к подсчету запасов и проектированию промышленной разработки, в процессе пробной эксплуатации должны решаться следующие задачи:

1. Уточнение параметров коллекторов и флюидов, необходимых для подсчета геологических запасов нефти, в том числе и перевода запасов категории С₂ в более высокие категории;
2. Изучение режима работы продуктивной залежи, а также оценка потенциала упругой энергии пластовой системы;
3. Исследование продуктивных характеристик залежей по данным длительной эксплуатации скважин на различных режимах;
4. Уточнение продуктивности добывающих скважин и оптимальной депрессии на продуктивные пласты;

Пробная эксплуатация уменьшает технический и экономический риск проведения полномасштабной разработки месторождения.

Выполнение задач пробной эксплуатации, а именно ввод добывающих скважин и реализация программы исследовательских работ рассчитана на 4 года. В настоящем проекте прогноз технологических показателей отражен на последующие 2022-2025 гг.

Бурение новых скважин не предусмотрено.

Площадь Акжол

В скважинах площади Акжол проектируется отбор керна по 50 м каменноугольных отложений. В скважинах проектируются испытание в колонне 4-х объектов. В таблицах 1.3.1 - 1.3.5 приведены продолжительность строительства скважин. Из приведенного анализа видно, что значительная часть времени строительства скважин затрачивается на испытание в колонне.

Ориентировочными стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха на месторождении являются:

Организованные источники:

1. Скважина – устье скважин, неплотности ЗРА и фланцевых соединений;
2. Нефтегазовый сепаратор - неплотности ЗРА и фланцевых соединений;
3. Входной манифольд-неплотности ЗРА и фланцевых соединений;
4. Выходной манифольд-неплотности ЗРА и фланцевых соединений;
5. Факел горизонтальный при пробной эксплуатации скважин;
6. Емкость хранения дизельного топлива -1шт;
7. Резервуар для хранения нефти -2шт;
8. ДЭС -100кВт для жилых вагончиков-1шт.

Наличие и тип техники, организация работ приняты ориентировочно, с использованием аналогов. Конкретный объем, и организация работ будут определены на дальнейших этапах разработки месторождения.

Загрязняющими ингредиентами при проведении намечаемых работ могут быть следующие компоненты: углеводороды, оксид углерода, сажа, оксид азота, диоксид азота, формальдегид, бензапирен, железо оксид, пыль абразивная, пыль неорганическая и другие.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции

соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Этапы бурения скважин будут сопровождаться выбросами вредных веществ в атмосферу. В период строительства новых скважин будет происходить загрязнение приземного слоя атмосферного воздуха от:

- токсичных выбросов двигателей внутреннего сгорания строительных машин, механизмов и автомобилей (передвижных источников);
- пыли, поднятой в воздух при строительных работах и движении автотранспорта;
- за счёт выбросов от проведения сварочных работ;

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик, а также отраслевых методик для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

Таблица 1.3.6- Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	1.3934862	12.047547108	301.188678
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	0.22644174	1.967476404	32.7912734
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (		0.15	0.05		3	0.1779054	3.515462592	70.3092518
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (		0.5	0.05		3	0.19999998	1.3326	26.652
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (		0.008			2	0.00005862	0.000001422	0.00017775
0337	Углерод оксид (Оксид углерода,		5	3		4	1.97905332	36.75374592	12.2512486
0410	Метан (727*)				50		0.023643	0.745605648	0.01491211
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0.5207382	16.35112152	0.32702243
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		0.070254	2.21585112	0.0738617
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.0000018	0.0000144	14.4
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.0199998	0.13326	13.326
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0.93181224	4.4565628	4.4565628
	В С Е Г О :						5.5433943	79.519248934	475.790989
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)									

Качественная и количественная оценка выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

По проведенным расчетным данным стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух будет выбрасываться следующее количество загрязняющих веществ:

- **при пробной эксплуатации – 5,5433943 г/сек и 79,519248934т.**

Выбросы загрязняющих веществ от передвижных источников.

На этапе строительства скважин предполагается эксплуатация автотранспорта и строительной спецтехники, работающей на дизельном топливе. Основным источником загрязнения атмосферы при использовании автотранспорта являются отработавшие газы двигателей внутреннего сгорания. В них содержатся оксид углерода, оксид и диоксид азота, различные углеводороды, диоксид серы. Содержание диоксида серы зависит от количества серы в дизельном топливе, а содержание других примесей - от способа его сжигания, а также способа наддува и нагрузки двигателя. Высокое содержание вредных примесей в отработавших газах двигателей в режиме холостого хода обусловлено плохим смешиванием топлива с воздухом и сгоранием топлива при более низких температурах.

Согласно п. 17 статьи 202 Экологического Кодекса РК «Нормативы допустимых выбросов для передвижных источников не устанавливаются».

1.4 Расчет рассеивания загрязняющих веществ

Работы на месторождении сопровождаются выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие которых на окружающую среду находится в прямой зависимости от метеорологических условий, вида загрязняющего вещества, времени воздействия и др.

Перемещение воздушных масс в атмосфере возникает вследствие существующей разницы в нагреве воздушных слоев, находящихся над морями и материками между полюсами и экватором. Кроме крупномасштабных воздушных течений в нижних слоях атмосферы возникают многочисленные местные циркуляции, связанные с особенностями нагревания атмосферы в отдельных районах. Температурная стратификация атмосферы определяет условие перемешивания загрязняющих веществ и характеризуется коэффициентом стратификации.

Одним из ведущих параметров процесса рассеивания в воздухе конкретного промышленного предприятия является скорость ветра. В условиях безветрия рассеивание вредных веществ происходит главным образом под воздействием вертикальных потоков воздуха, и при данных условиях загрязняющие вещества оседают вблизи источника выброса. Высокие скорости ветра увеличивают разбавляющую роль атмосферы, способствуют более низким кризисным концентрациям в направлении ветра.

Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации загрязняющих веществ, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе опасной скорости ветра.

Перед проведением расчетов загрязнения атмосферы была проведена оценка целесообразности расчетов. Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение представлено ниже.

Таблице 1.4.1 Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение

ЭРА v3.0 TOO "Timal Consulting Group"

Таблица 2.2

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ,мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Средневзвешенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.22644174	2.92	0.5661	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.1779054	2.47	1.186	Да
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		1.97905332	2.52	0.3958	Да
0410	Метан (727*)			50	0.023643	2	0.0005	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	0.5207382	2	0.0104	Нет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.070254	2	0.0023	Нет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.0000018	3	0.180	Да
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			0.93181224	4.79	0.9318	Да
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		1.3934862	2.92	6.9674	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.19999998	3	0.400	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.00005862	3	0.0073	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.0199998	3	0.400	Да
Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\frac{\sum(H_i \cdot M_i)}{\sum M_i}$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

1.5 Предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ)

ЭРА v3.0 TOO "Timal Consulting Group"								Таблица 3.6
Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2022 год				
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
ДЭС	0001			0,2133333	1,41144	0,2133333	1,41144	2022
Факел	0003			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
ДЭС	0005			0,2133333	1,41144	0,2133333	1,41144	2022
Факел	0007			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
ДЭС	0009			0,2133333	1,41144	0,2133333	1,41144	2022
Факел	0011			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
ДЭС	0013			0,2133333	1,41144	0,2133333	1,41144	2022
Факел	0015			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
ДЭС	0017			0,2133333	1,41144	0,2133333	1,41144	2022
Факел	0019			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
ДЭС	0021			0,2133333	1,41144	0,2133333	1,41144	2022
Факел	0023			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
Итого:				1,3934862	12,04754711	1,3934862	12,04754711	
Всего по загрязняющему веществу:				1,3934862	12,04754711	1,3934862	12,04754711	2022
0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								

ДЭС	0001			0,0346667	0,230984	0,0346667	0,230984	2022
Факел	0003			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
ДЭС	0005			0,0346667	0,230984	0,0346667	0,230984	2022
Факел	0007			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
ДЭС	0009			0,0346667	0,230984	0,0346667	0,230984	2022
Факел	0011			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
ДЭС	0013			0,0346667	0,230984	0,0346667	0,230984	2022
Факел	0015			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
ДЭС	0017			0,0346667	0,230984	0,0346667	0,230984	2022
Факел	0019			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
ДЭС	0021			0,0346667	0,230984	0,0346667	0,230984	2022
Факел	0023			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
Итого:				0,22644174	1,967476404	0,22644174	1,967476404	
Всего по загрязняющему веществу:				0,22644174	1,967476404	0,22644174	1,967476404	2022
0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
ДЭС	0001			0,0138889	0,08884	0,0138889	0,08884	2022
Факел	0003			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
ДЭС	0005			0,0138889	0,08884	0,0138889	0,08884	2022
Факел	0007			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
ДЭС	0009			0,0138889	0,08884	0,0138889	0,08884	2022
Факел	0011			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
ДЭС	0013			0,0138889	0,08884	0,0138889	0,08884	2022
Факел	0015			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
ДЭС	0017			0,0138889	0,08884	0,0138889	0,08884	2022
Факел	0019			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
ДЭС	0021			0,0138889	0,08884	0,0138889	0,08884	2022
Факел	0023			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
Итого:				0,1779054	3,515462592	0,1779054	3,515462592	
Всего по загрязняющему веществу:				0,1779054	3,515462592	0,1779054	3,515462592	2022
0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
ДЭС	0001			0,03333333	0,2221	0,03333333	0,2221	2022
ДЭС	0005			0,03333333	0,2221	0,03333333	0,2221	2022
ДЭС	0009			0,03333333	0,2221	0,03333333	0,2221	2022
ДЭС	0013			0,03333333	0,2221	0,03333333	0,2221	2022
ДЭС	0017			0,03333333	0,2221	0,03333333	0,2221	2022
ДЭС	0021			0,03333333	0,2221	0,03333333	0,2221	2022
Итого:				0,19999998	1,3326	0,19999998	1,3326	
Всего по загрязняющему веществу:				0,19999998	1,3326	0,19999998	1,3326	2022
0333, Сероводород (Дигидросульфид) (518)								

Организованные источники								
Резервуар для хранения дизтоплива	0002			0,00000977	0,000000237	0,00000977	0,000000237	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0006			0,00000977	0,000000237	0,00000977	0,000000237	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0010			0,00000977	0,000000237	0,00000977	0,000000237	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0014			0,00000977	0,000000237	0,00000977	0,000000237	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0018			0,00000977	0,000000237	0,00000977	0,000000237	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0022			0,00000977	0,000000237	0,00000977	0,000000237	2022
Итого:				0,00005862	0,000001422	0,00005862	0,000001422	
Всего по загрязняющему веществу:				0,00005862	0,000001422	0,00005862	0,000001422	2022
0337, Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Организованные источники								
ДЭС	0001			0,17222222	1,15492	0,17222222	1,15492	2022
Факел	0003			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
ДЭС	0005			0,17222222	1,15492	0,17222222	1,15492	2022
Факел	0007			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
ДЭС	0009			0,17222222	1,15492	0,17222222	1,15492	2022
Факел	0011			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
ДЭС	0013			0,17222222	1,15492	0,17222222	1,15492	2022
Факел	0015			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
ДЭС	0017			0,17222222	1,15492	0,17222222	1,15492	2022
Факел	0019			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
ДЭС	0021			0,17222222	1,15492	0,17222222	1,15492	2022
Факел	0023			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
Итого:				1,97905332	36,75374592	1,97905332	36,75374592	
Всего по загрязняющему веществу:				1,97905332	36,75374592	1,97905332	36,75374592	2022
0410, Метан (727*)								
Организованные источники								
Факел	0003			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0007			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0011			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0015			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0019			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0023			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Итого:				0,023643	0,745605648	0,023643	0,745605648	
Всего по загрязняющему веществу:				0,023643	0,745605648	0,023643	0,745605648	2022
0415, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Неорганизованные источники								
Устье скважины Т-11	6001			0,0111297	0,35098692	0,0111297	0,35098692	2022
НГС	6002			0,0567	1,7802	0,0567	1,7802	2022
Площадка входного манифольда	6003			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Площадка выходного манифольда	6004			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022

Устье скважины Т-1	6005			0,0111297	0,35098692	0,0111297	0,35098692	2022
НГС	6006			0,0567	1,7802	0,0567	1,7802	2022
Площадка входного манифольда	6007			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Площадка выходного манифольда	6008			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Устье скважины Т-3	6009			0,0111297	0,35098692	0,0111297	0,35098692	2022
НГС	6010			0,0567	1,7802	0,0567	1,7802	2022
Площадка входного манифольда	6011			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Площадка выходного манифольда	6012			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Устье скважины ТН-101	6013			0,0111297	0,35098692	0,0111297	0,35098692	2022
НГС	6014			0,0567	1,7802	0,0567	1,7802	2022
Площадка входного манифольда	6015			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Площадка выходного манифольда	6016			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Устье скважины Т-2	6017			0,0111297	0,35098692	0,0111297	0,35098692	2022
НГС	6018			0,0567	1,7802	0,0567	1,7802	2022
Площадка входного манифольда	6019			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Площадка выходного манифольда	6020			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Устье скважины Т-5	6021			0,0111297	0,35098692	0,0111297	0,35098692	2022
НГС	6022			0,0567	1,7802	0,0567	1,7802	2022
Площадка входного манифольда	6023			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Площадка выходного манифольда	6024			0,00948	0,297	0,00948	0,297	2022
Итого:				0,5207382	16,35112152	0,5207382	16,35112152	
Всего по загрязняющему веществу:				0,5207382	16,35112152	0,5207382	16,35112152	2022
0416, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Неорганизованные источники								
Устье скважины Т-11	6001			0,001509	0,04758852	0,001509	0,04758852	2022
НГС	6002			0,00768	0,24132	0,00768	0,24132	2022
Площадка входного манифольда	6003			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Площадка выходного манифольда	6004			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Устье скважины Т-1	6005			0,001509	0,04758852	0,001509	0,04758852	2022
НГС	6006			0,00768	0,24132	0,00768	0,24132	2022
Площадка входного манифольда	6007			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Площадка выходного манифольда	6008			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Устье скважины Т-3	6009			0,001509	0,04758852	0,001509	0,04758852	2022
НГС	6010			0,00768	0,24132	0,00768	0,24132	2022
Площадка входного манифольда	6011			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Площадка выходного манифольда	6012			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Устье скважины ТН-101	6013			0,001509	0,04758852	0,001509	0,04758852	2022
НГС	6014			0,00768	0,24132	0,00768	0,24132	2022
Площадка входного манифольда	6015			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Площадка выходного манифольда	6016			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Устье скважины Т-2	6017			0,001509	0,04758852	0,001509	0,04758852	2022

НГС	6018			0,00768	0,24132	0,00768	0,24132	2022
Площадка входного манифольда	6019			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Площадка выходного манифольда	6020			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Устье скважины Т-5	6021			0,001509	0,04758852	0,001509	0,04758852	2022
НГС	6022			0,00768	0,24132	0,00768	0,24132	2022
Площадка входного манифольда	6023			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Площадка выходного манифольда	6024			0,00126	0,0402	0,00126	0,0402	2022
Итого:				0,070254	2,21585112	0,070254	2,21585112	
Всего по загрязняющему веществу:				0,070254	2,21585112	0,070254	2,21585112	2022
0703, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
ДЭС	0001			0,0000003	0,0000024	0,0000003	0,0000024	2022
ДЭС	0005			0,0000003	0,0000024	0,0000003	0,0000024	2022
ДЭС	0009			0,0000003	0,0000024	0,0000003	0,0000024	2022
ДЭС	0013			0,0000003	0,0000024	0,0000003	0,0000024	2022
ДЭС	0017			0,0000003	0,0000024	0,0000003	0,0000024	2022
ДЭС	0021			0,0000003	0,0000024	0,0000003	0,0000024	2022
Итого:				0,0000018	0,0000144	0,0000018	0,0000144	
Всего по загрязняющему веществу:				0,0000018	0,0000144	0,0000018	0,0000144	2022
1325, Формальдегид (Метаналь) (609)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
ДЭС	0001			0,0033333	0,02221	0,0033333	0,02221	2022
ДЭС	0005			0,0033333	0,02221	0,0033333	0,02221	2022
ДЭС	0009			0,0033333	0,02221	0,0033333	0,02221	2022
ДЭС	0013			0,0033333	0,02221	0,0033333	0,02221	2022
ДЭС	0017			0,0033333	0,02221	0,0033333	0,02221	2022
ДЭС	0021			0,0033333	0,02221	0,0033333	0,02221	2022
Итого:				0,0199998	0,13326	0,0199998	0,13326	
Всего по загрязняющему веществу:				0,0199998	0,13326	0,0199998	0,13326	2022
2754, Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
ДЭС	0001			0,08905556	0,53304	0,08905556	0,53304	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0002			0,00348	0,000845	0,00348	0,000845	2022
Резервуар для хранения нефти	0004			0,0567	0,01705	0,0567	0,01705	2022
ДЭС	0005			0,08905556	0,53304	0,08905556	0,53304	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0006			0,00348	0,000845	0,00348	0,000845	2022
Резервуар для хранения нефти	0008			0,0567	0,01705	0,0567	0,01705	2022
ДЭС	0009			0,08905556	0,53304	0,08905556	0,53304	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0010			0,00348	0,000845	0,00348	0,000845	2022
Резервуар для хранения нефти	0012			0,0567	0,01705	0,0567	0,01705	2022
ДЭС	0013			0,08905556	0,53304	0,08905556	0,53304	2022

Резервуар для хранения дизтоплива	0014			0,00348	0,000845	0,00348	0,000845	2022
Резервуар для хранения нефти	0016			0,0567	0,01705	0,0567	0,01705	2022
ДЭС	0017			0,08905556	0,53304	0,08905556	0,53304	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0018			0,00348	0,000845	0,00348	0,000845	2022
Резервуар для хранения нефти	0020			0,0567	0,01705	0,0567	0,01705	2022
ДЭС	0021			0,08905556	0,53304	0,08905556	0,53304	2022
Резервуар для хранения дизтоплива	0022			0,00348	0,000845	0,00348	0,000845	2022
Резервуар для хранения нефти	0024			0,0567	0,01705	0,0567	0,01705	2022
Итого:				0,89541336	3,30561	0,89541336	3,30561	
Неорганизованные источники								
Устье скважины Т-11	6001			0,00078648	0,0248088	0,00078648	0,0248088	2022
НГС	6002			0,00396	0,12582	0,00396	0,12582	2022
Площадка входного манифольда	6003			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Площадка выходного манифольда	6004			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Устье скважины Т-1	6005			0,00078648	0,0248088	0,00078648	0,0248088	2022
НГС	6006			0,00396	0,12582	0,00396	0,12582	2022
Площадка входного манифольда	6007			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Площадка выходного манифольда	6008			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Устье скважины Т-3	6009			0,00078648	0,0248088	0,00078648	0,0248088	2022
НГС	6010			0,00396	0,12582	0,00396	0,12582	2022
Площадка входного манифольда	6011			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Площадка выходного манифольда	6012			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Устье скважины ТН-101	6013			0,00078648	0,0248088	0,00078648	0,0248088	2022
НГС	6014			0,00396	0,12582	0,00396	0,12582	2022
Площадка входного манифольда	6015			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Площадка выходного манифольда	6016			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Устье скважины Т-2	6017			0,00078648	0,0248088	0,00078648	0,0248088	2022
НГС	6018			0,00396	0,12582	0,00396	0,12582	2022
Площадка входного манифольда	6019			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Площадка выходного манифольда	6020			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Устье скважины Т-5	6021			0,00078648	0,0248088	0,00078648	0,0248088	2022
НГС	6022			0,00396	0,1282	0,00396	0,1282	2022
Площадка входного манифольда	6023			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Площадка выходного манифольда	6024			0,00066	0,0204	0,00066	0,0204	2022
Итого:				0,03639888	1,1509528	0,03639888	1,1509528	
Всего по загрязняющему веществу:				0,93181224	4,4565628	0,93181224	4,4565628	2022
Всего по объекту:				5,5433943	79,51924893	5,5433943	79,51924893	
Из них:								
Итого по организованным источникам:				4,91600322	59,80132349	4,91600322	59,80132349	
В том числе факелы*								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								

Факел	0003			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
Факел	0007			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
Факел	0011			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
Факел	0015			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
Факел	0019			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
Факел	0023			0,0189144	0,596484518	0,0189144	0,596484518	2022
0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Факел	0003			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
Факел	0007			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
Факел	0011			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
Факел	0015			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
Факел	0019			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
Факел	0023			0,00307359	0,096928734	0,00307359	0,096928734	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факел	0003			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
Факел	0007			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
Факел	0011			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
Факел	0015			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
Факел	0019			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
Факел	0023			0,015762	0,497070432	0,015762	0,497070432	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факел	0003			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
Факел	0007			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
Факел	0011			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
Факел	0015			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
Факел	0019			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
Факел	0023			0,15762	4,97070432	0,15762	4,97070432	2022
(0410) Метан (727*)								
Факел	0003			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0007			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0011			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0015			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0019			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Факел	0023			0,0039405	0,124267608	0,0039405	0,124267608	2022
Итого по неорганизованным источникам:				0,62739108	19,71792544	0,62739108	19,71792544	

Таблица 1.5.2 План график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов

ЭРА v3.0 ТОО "Timal Consulting Group"

Таблица 3.10

П л а н - г р а ф и к

N исто чника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периоди чность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляет ся контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0001	ДЭС	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,2133333	4012,16627	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,0346667	651,977748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,0138889	261,208991	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,03333333	626,901015	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,17222222	3238,98886	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ кварт	0,0000003	0,00564211	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0,0033333	62,6894809	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,08905556	1674,8708	Аккредитованная лаборатория	0002
0002	Резервуар для хранения дизтоплива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0,00000977	2,48790425	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00348	886,172651	Аккредитованная лаборатория	0002
0003	Факел	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,0189144	205,041366	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,00307359	33,3192219	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,015762	170,867805	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,15762	1708,67805	Аккредитованная лаборатория	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0,0039405	42,7169512	Аккредитованная лаборатория	0002
0004	Резервуар для хранения нефти	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,0567	14438,5027	Аккредитованная лаборатория	0002

0005	ДЭС	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,2133333	4012,16627	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,0346667	651,977748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,0138889	261,208991	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,03333333	626,901015	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,17222222	3238,98886	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ кварт	0,0000003	0,00564211	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0,0033333	62,6894809	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,08905556	1674,8708	Аккредитованная лаборатория	0002
0006	Резервуар для хранения дизтоплива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0,00000977	2,48790425	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00348	886,172651	Аккредитованная лаборатория	0002
0007	Факел	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,0189144	233,514744	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,00307359	37,9461459	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,015762	194,59562	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,15762	1945,9562	Аккредитованная лаборатория	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0,0039405	48,6489051	Аккредитованная лаборатория	0002
0008	Резервуар для хранения нефти	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,0567	14438,5027	Аккредитованная лаборатория	0002
0009	ДЭС	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,2133333	4012,16627	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,0346667	651,977748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,0138889	261,208991	Аккредитованная лаборатория	0002

		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,03333333	626,901015	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,17222222	3238,98886	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ кварт	0,0000003	0,00564211	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0,00333333	62,6894809	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,08905556	1674,8708	Аккредитованная лаборатория	0002
0010	Резервуар для хранения дизтоплива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0,00000977	2,48790425	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00348	886,172651	Аккредитованная лаборатория	0002
0011	Факел	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,0189144	245,728362	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,00307359	39,9308588	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,015762	204,773635	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,15762	2047,73635	Аккредитованная лаборатория	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0,0039405	51,1934087	Аккредитованная лаборатория	0002
0012	Резервуар для хранения нефти	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,0567	14438,5027	Аккредитованная лаборатория	0002
0013	ДЭС	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,21333333	4012,16627	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,0346667	651,977748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,0138889	261,208991	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,03333333	626,901015	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,17222222	3238,98886	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ кварт	0,0000003	0,00564211	Аккредитованная лаборатория	0002

		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0,0033333	62,6894809	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,08905556	1674,8708	Аккредитованная лаборатория	0002
0014	Резервуар для хранения дизтоплива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0,00000977	2,48790425	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00348	886,172651	Аккредитованная лаборатория	0002
0015	Факел	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,0189144	248,495799	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,00307359	40,3805674	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,015762	207,079833	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,15762	2070,79833	Аккредитованная лаборатория	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0,0039405	51,7699582	Аккредитованная лаборатория	0002
0016	Резервуар для хранения нефти	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,0567	14438,5027	Аккредитованная лаборатория	0002
0017	ДЭС	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт	0,2133333	4012,16627	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт	0,0346667	651,977748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,0138889	261,208991	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт	0,03333333	626,901015	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,17222222	3238,98886	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/ кварт	0,0000003	0,00564211	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0,0033333	62,6894809	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,08905556	1674,8708	Аккредитованная лаборатория	0002
0018		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0,00000977	2,48790425	Аккредитованная лаборатория	0002

	Резервуар для хранения дизтоплива	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00348	886,172651	Аккредитованная лаборатория	0002
0019	Факел	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,0189144	253,234281	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,00307359	41,1505707	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,015762	211,028568	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,15762	2110,28568	Аккредитованная лаборатория	0002
		Метан (727*)	1 раз/кварт	0,0039405	52,757142	Аккредитованная лаборатория	0002
0020	Резервуар для хранения нефти	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0567	14438,5027	Аккредитованная лаборатория	0002
0021	ДЭС	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,2133333	4012,16627	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,0346667	651,977748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт	0,0138889	261,208991	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт	0,03333333	626,901015	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт	0,17222222	3238,98886	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/кварт	0,0000003	0,00564211	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт	0,0033333	62,6894809	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,08905556	1674,8708	Аккредитованная лаборатория	0002
0022	Резервуар для хранения дизтоплива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт	0,00000977	2,48790425	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00348	886,172651	Аккредитованная лаборатория	0002
0023	Факел	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт	0,0189144	253,2292	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт	0,00307359	41,149745	Аккредитованная лаборатория	0002

		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт	0,015762	211,024333	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0,15762	2110,24333	Аккредитованная лаборатория	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт	0,0039405	52,7560834	Аккредитованная лаборатория	0002
0024	Резервуар для хранения нефти	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,0567	14438,5027	Аккредитованная лаборатория	0002
6001	Устье скважины Т-11	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0111297		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,001509		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00078648		Аккредитованная лаборатория	0001
6002	НГС	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0567		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00768		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00396		Аккредитованная лаборатория	0001
6003	Площадка входного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6004	Площадка выходного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6005	Устье скважины Т-1	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0111297		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,001509		Аккредитованная лаборатория	0001

		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00078648		Аккредитованная лаборатория	0001
6006	НГС	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0567		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00768		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00396		Аккредитованная лаборатория	0001
6007	Площадка входного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6008	Площадка выходного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6009	Устье скважины Т-3	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0111297		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,001509		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00078648		Аккредитованная лаборатория	0001
6010	НГС	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0567		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00768		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00396		Аккредитованная лаборатория	0001
6011	Площадка входного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001

		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6012	Площадка выходного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6013	Устье скважины Т-Н101	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0111297		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,001509		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00078648		Аккредитованная лаборатория	0001
6014	НГС	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0567		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00768		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00396		Аккредитованная лаборатория	0001
6015	Площадка входного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6016	Площадка выходного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6017	Устье скважины Т-2	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0111297		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,001509		Аккредитованная лаборатория	0001

		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00078648		Аккредитованная лаборатория	0001
6018	НГС	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0567		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00768		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00396		Аккредитованная лаборатория	0001
6019	Площадка входного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6020	Площадка выходного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6021	Устье скважины Т-5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0111297		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,001509		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00078648		Аккредитованная лаборатория	0001
6022	НГС	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,0567		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00768		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0,00396		Аккредитованная лаборатория	0001
6023	Площадка входного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001

		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
6024	Площадка выходного манифольда	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт	0,00948		Аккредитованная лаборатория	0001
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/кварт	0,00126		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
Методики проведения контроля:							
0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.							
0002 - Инструментальным методом,согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.							

1.6 Расчеты платежей за эмиссии в окружающую среду

Стимулирование природопользователей в проведении природоохранных мероприятий, рациональном использовании всего природно-ресурсного потенциала осуществляется с помощью экономического механизма природопользования, предусматривающего систему экологических платежей,

Здесь рассмотрены виды платежей за фактическое загрязнение природной среды, т.е, такие природоохранные платежи, как плата за выбросы, которые могут рассматриваться как форма компенсации ухудшения состояния среды и, соответственно, как стоимостное выражение ущерба, пропорциональное интенсивности оказываемого воздействия, Этот вид платежей можно отнести к регулярным природоохранным платежам, которые устанавливаются на стадии проектирования, Исходя из обзора планируемой деятельности, воздействие на окружающую среду при штатных работах (облагающееся регулярными платежами) будет включать *выбросы загрязняющих веществ в воздушную среду*,

Норматив платы (ставка) на эмиссии окружающей среды на 2021 год ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя, установленного на соответствующий год законом о республиканском бюджете (далее – МРП), который на 2022г составляет – 3063 тенге согласно Закону РК «О республиканском бюджете на 2022-2024 годы».

Таблица 1.6.1 – Норматив платы за эмиссии

При расчете платежей за загрязнение окружающей природной среды использовалась следующая литература:

Приказ Министра охраны окружающей среды РК от 08.04.2009г №68-п «Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду».

Расчет платежей за выбросы в атмосферный воздух от стационарных источников

Расчет платы за выбросы i-го загрязняющего вещества от стационарных источников в пределах нормативов эмиссий осуществляется по следующей формуле:

$$C_{\text{выб.}}^i = H_{\text{выб.}}^i * \sum M_{\text{выб.}}^i$$

где,

$C_{\text{выб.}}^i$ – плата за выбросы i-го загрязняющих веществ от стационарных источников (МРП);

$H_{\text{выб.}}^i$ – ставка платы за выбросы i-го загрязняющих вещества, установленная в соответствии с налоговым законодательством РК (МРП/тонн);

$\sum M_{\text{выб.}}^i$ – суммарная масса всех разновидностей i-го загрязняющих вещества, выброшенного в окружающую среду за отчетный период (тонн).

Таблица 1.6.2 – Расчет платы за выбросы от стационарных источников загрязнения атмосферы

Наименование загрязняющих веществ	Выбросы вредных веществ, т/период	Ставки платы за 1 тонну (мрп)	Норматив платы за тонну	Плата за выбросы тенге/ период
	2022г			2022г
Азота диоксид	12,047547	10	3063	369016,3679
Азота оксид	1,9674764	10	3063	60263,80225
Углерод	3,5154626	0,16	3063	1722,857907
Сера диоксид	1,3326	10	3063	40817,538
Сероводород	1,422E-06	62	3063	0,270046332
Углерод оксид	36,753746	0,16	3063	18012,2758
Метан	0,7456056	0,01	3063	22,837901
УВ C1-C5	16,321122	0,16	3063	7998,655235
УВ C6-C12	2,2158511	0,16	3063	1085,944317
Бенз/а/пирен	0,0000144	498300	3063	21978,61776
Формальдегид	0,13326	166	3063	67757,11308
Алканы c12-c19	4,4565628	0,16	3063	2184,072297

Всего				590860,353
--------------	--	--	--	-------------------

Таблица 1.6.3 – Расчет платы за выбросы от факельной установки

Наименование загрязняющих веществ	Выбросы вредных вв т/год, 2022	Ставки платы за 1 тонну	Норма платы за тонну	Плата за выбросы тенге/ период 2022г
Азота диоксид	3,5789071	200	3063	2192438
Азота оксид	0,5815724	200	3063	356271,3
Углерод	2,9824226	14,6	3063	133373,3
Углерод оксид	29,824226	14,6	3063	1333733
Метан	0,7456056	0,8	3063	1827,032
				4017643,54

2.7 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий.

В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями при проведении планируемых работ на месторождении могут быть:

- пыльные бури,
- штормовой ветер,
- штиль,
- температурная инверсия,
- высокая относительная влажность (выше 70%).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер. В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии должен быть разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условий в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные выбросы загрязняющих веществ на предприятии, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

При первом режиме работы предприятия снижение выбросов достигается за счет проведения следующих организационно-технических мероприятий без снижения производительности предприятия:

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;

- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;
- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

При втором режиме работы предприятия дополнительно к организационно-техническим мероприятиям проводятся мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия. К дополнительным мероприятиям относятся следующие:

- снижение нагрузки на энергетические установки на 15%;
- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время плановых предупредительных ремонтов;
- прекращение освоения (испытания) оборудования на испытательных стендах;
- ограничение использования автотранспорта на предприятии;

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым относится и электростанция, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

- снижение нагрузки энергетических установок на 25 %;
- прекращение движения автомобильного транспорта.

2.8 Комплекс мероприятий по уменьшению выбросов в атмосферу

Добыча углеводородного сырья обуславливает постоянное пополнение воздушной среды новыми объемами загрязняющих веществ. Основными мероприятиями по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- расположение проектируемого комплекса на значительном расстоянии от населенных мест;
- организация санитарно-защитной зоны с благоустройством территории, которое предусматривает ее максимальное озеленение с посадкой деревьев и кустарников,

являющихся механической преградой на пути загрязненного потока воздуха и снижающих приземные концентрации вредных веществ путем дополнительного рассеивания не менее чем на 20%;

- систематическое орошение промышленных площадок и полив дорог поливомоечными машинами для снижения пылеобразования;
- тщательная технологическая регламентация проведения работ, контроль за работой контрольно-измерительных приборов;
- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования;
- использования аварийной сигнализации при нарушении технологического режима;
- применение современного оборудования и наилучших доступных технологий.
- установка на устье скважин противовыбросового оборудования;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- автоматизация технологических процессов подготовки газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима;
- усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- осуществление постоянного контроля за изменением параметров качества природной среды: воздуха в рабочей зоне, почвы, грунта на промышленных площадках и прилегающей территории;
- антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- проведение практических занятий, учебных тревог и других мероприятий с целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- озеленение территорий объектов месторождения;
- проведение производственного экологического контроля состояния атмосферного воздуха.

Охрана труда и техники безопасности при проведении работ. Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности, и приниматься экзамены. Все бригады партии будут обеспечены медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств.

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом

предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

Буровая установка и полевой лагерь будут обеспечены противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долговременные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ.

Меры по охране окружающей среды. Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;
- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

Дополнительно рекомендуется:

- разработать, утвердить и согласовать с компетентными органами План по предупреждению и ликвидации аварий;
- провести штабные учения по реализации Плана ликвидации аварий;
- буровым подрядчикам заключить контракты со специализированными предприятиями на утилизацию отходов производства и потребления;
- организовать производственный мониторинг воздействия проектируемых работ на окружающую среду.

Кроме того, для минимизации негативных воздействий на окружающую среду планируемой хозяйственной деятельности, к принятым техническим решениям рекомендуется разработка комплекса дополнительных мероприятий в целях повышения надежности защиты от негативных последствий реализации проекта.

- Разработать эффективную систему оперативного контроля за соблюдением экологических требований при проведении работ;
- Разработать и довести до работников план действий при возникновении техногенных аварийных ситуаций;
- Предусмотреть запас необходимых реагентов, материалов и оборудования, необходимых при ликвидации чрезвычайных происшествий природного и техногенного характера;
- Поддерживать группы немедленного реагирования на возникновение чрезвычайных ситуаций в постоянной готовности;
- Разработать для сотрудников Инструкцию по соблюдению экологической безопасности при производстве проектируемых работ.

Выполнение всех требований проекта в области охраны окружающей среды, комплекса законов и экологических нормативов, предложенных рекомендаций в полной мере позволит свести неблагоприятные воздействия, связанные с реализацией проекта, к минимуму, обеспечив экологическую безопасность района.

2.9 Обоснование выбросов ЗВ расчетами

Обоснование расчетами на 2022 год

Источник выделения N 001, ДЭС

Источник загрязнения N 0001, 0005, 0009, 0013, 0017, 0021 Выхлопная труба

Список литературы:

1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.

Исходные данные:

Производитель стационарной дизельной установки (СДУ): отечественный Расход топлива стационарной дизельной установки за год $B_{год}$, т, 44.42

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_э$, кВт, 100

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_э$, г/кВт*ч, 106

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 450

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно 1.Оценка расхода и температуры отработавших газов Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 * 10^{-6} * b_э * P_э = 8.72 * 10^{-6} * 106 * 100 = 0.092432 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\rho_{ог}$, кг/м³:

$$\rho_{ог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 450 / 273) = 0.494647303 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³; Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \rho_{ог} = 0.092432 / 0.494647303 = 0.186864458 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов e_{mi} г/кВт*ч стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	1.2E-5

Таблица значений выбросов

q_{zi} г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
Б	26	40	12	2	5	0.5	5.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса

M_i , г/с:

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год: $W_i = q_{zi} * B_{год} / 1000 \quad (2)$

Коэффициенты трансформации приняты на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO

Примесь:0337 Углерод оксид (594)

$$M_i = e_{mi} * P_э / 3600 = 6.2 * 100 / 3600 = 0.172222222$$

$$W_i = q_{mi} * B_{год} = 26 * 44.42 / 1000 = 1.15492$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (4)

$$M_i = (e_{mi} * P_э / 3600) * 0.8 = (9.6 * 100 / 3600) * 0.8 = 0.213333333$$

$$W_i = (q_{mi} * B_{год} / 1000) * 0.8 = (40 * 44.42 / 1000) * 0.8 = 1.42144 \quad \text{Примесь:2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)}$$

$$Mi = e_{mi} * P_3 / 3600 = 2.9 * 100 / 3600 = 0.080555556$$

$$Wi = q_{mi} * B_{300} / 1000 = 12 * 44.42 / 1000 = 0.53304$$

Примесь:0328 Углерод (593)

$$Mi = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.5 * 100 / 3600 = 0.013888889$$

$$Wi = q_{mi} * B_{300} / 1000 = 2 * 44.42 / 1000 = 0.08884$$

Примесь:0330 Сера диоксид (526)

$$Mi = e_{mi} * P_3 / 3600 = 1.2 * 100 / 3600 = 0.033333333$$

$$Wi = q_{mi} * B_{300} / 1000 = 5 * 44.42 / 1000 = 0.2221$$

Примесь:1325 Формальдегид (619)

$$Mi = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.12 * 100 / 3600 = 0.003333333$$

$$Wi = q_{mi} * B_{300} = 0.5 * 44.42 / 1000 = 0.02221$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (54)

$$Mi = e_{mi} * P_3 / 3600 = 0.000012 * 100 / 3600 = 0.000000333$$

$$Wi = q_{mi} * B_{300} = 0.000055 * 44.42 / 1000 = 0.000002443$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (6)

$$Mi = (e_{mi} * P_3 / 3600) * 0.13 = (9.6 * 100 / 3600) * 0.13 = 0.034666667 \quad Wi = (q_{mi} * B_{300} / 1000) * 0.13 = (40 * 44.42 / 1000) * 0.13 = 0.230984$$

Итого выбросы по веществам:

Код	Примесь	г/сек без очистки	т/год без очистки	% очистки	г/сек с очисткой	т/год с очисткой
0301	Азота (IV) диоксид (4)	0.2133333	1.42144	0	0.2133333	1.42144
0304	Азот (II) оксид(6)	0.0346667	0.230984	0	0.0346667	0.230984
0328	Углерод (593)	0.0138889	0.08884	0	0.0138889	0.08884
0330	Сера диоксид (526)	0.0333333	0.2221	0	0.0333333	0.2221
0337	Углерод оксид (594)	0.1722222	1.15492	0	0.1722222	1.15492
0703	Бенз/а/пирен (54)	0.0000003	0.0000024	0	0.0000003	0.0000024
1325	Формальдегид (619)	0.0033333	0.02221	0	0.0033333	0.02221
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.0805556	0.53304	0	0.0805556	0.53304
Итого						3,6735364

Город N 022, Месторождение Акжол

Объект N 0001, Вариант 1

Источник загрязнения N 0002, 0006, 0010, 0014, 0018, 0022

Источник выделения N 002, резервуар для хранения дизтоплива

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 12), $C = 3.14$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т (Прил. 12), $YY = 1.9$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 46.42$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т (Прил. 12), $YYY = 2.6$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 46.42$ Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 4$

Коэффициент (Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 10$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: Б - Нефть после электрообессоливающей установки, бензины товарные, бензины широкой фракции и др. при Т закач. жидкости не превышающей Твзд. на 30С

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPM = 1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров (Прил. 8), $KPSR = 0.7$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год (Прил. 13), $GHRI = 0.22$ $GHR = GHR +$

$GHRI * KNP * NR = 0 + 0.22 * 0.0029 * 1 = 0.000638$

Коэффициент, $KPSR = 0.7$

Коэффициент, $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 10$

Сумма $G_{hri} * K_{np} * N_r$, $GHR = 0.000638$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C * KPMAX * VC / 3600 = 3.14 * 1 * 4 / 3600 = 0.00349$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY * BOZ + YYY * BVL) * KPMAX * 10^{(-6)} +$

$GHR = (1.9 * 46.42 + 2.6 * 46.42) * 1 * 10^{(-6)} + 0.000638 = 0.000847$ Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{CI} = CI * M / 100 = 99.72 * 0.000847 / 100 = 0.000845$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{CI} = CI * G / 100 = 99.72 * 0.00349 / 100 =$

0.00348

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (528)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M_{CI} = CI * M / 100 = 0.28 * 0.000847 / 100 = 0.00000237$ Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{CI} = CI * G / 100 = 0.28 * 0.00349 / 100 = 0.00000977$

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>Выброс з/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (528)	0.00000977	0.00000237
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.00348	0.000845
Итого			0,00084737

Расчет выбросов от факелов

Дата: 08.11.21 Время: 14:56:28

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

- 1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005 ~~~~~

Площадка: Акжол

Цех: Площадка скважины

Источник: 0007

Наименование: Факел

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH4)	82.31	63.1801231	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	8.06	11.5960679	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	5.13	10.8235242	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.69	4.69985524	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	2.81	9.70042937	72.151	3.2210268

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **1.8012488**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.11**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 0.126035$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.126035 * (10 + 273) / 1.8012488)^{0.5} = 407.1674409$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.0071**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.0071 / (3.141592654 * 0.6537^2) = 0.021154925$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0071 * 1.11 = 7.881$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000051956 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 1.8012488) = 76.21379123$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.1576200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0189144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0030736
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0039405
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0157620

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **10459.7**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (1.8012488)^{0.5} = 0.064$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 10.408216$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 10.408216 = 11.408216$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.064) * 0.9984) / (11.408216 * 0.4) = 2152.012115$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.064) * 0.9984) / (11.408216 * 0.4) = 2152.012115$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0071 * 11.408216 * (273 + 2152.012115) / 273 = 0.719494287$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{исм}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.021154925^2 * 1.11 / 0.6537 = 0.000197579$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6, прил.5):

$$L_{cx}/d = (V_o - 10) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10.5 - 10) + f_1(R_o) = (10.408216 - 10) * (117.1804102 - 111.4705461) / (10.5 - 10) + 111.4705461 = 116.1322619$$

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

где $f_2(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10.5, м³/м³;

$$f_2(R_o) = 2392.033 * R_o^6 - 17323.032 * R_o^5 + 51864.14 * R_o^4 - 82154.751 * R_o^3 + 72640.772 * R_o^2 - 34065.607 * R_o + 6769.5$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.6537 * 0.000197579^{0.17} * (116.1322619)^{0.59} = 4.410886446$$

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (4.410886446 - 4) - 1 = -7.09503e-1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.410886446 + 0.49 * 0.6537 = 0.937837102$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.719494287 / 0.937837102^2 = 1.03890599$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.15762	4.97070432
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0189144	0.596484518
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00307359	0.096928734
0410	Метан (727*)	0.0039405	0.124267608
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015762	0.497070432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Площадка: Акжол

Цех: Площадка скважины Источник: 0019

Наименование: Факел

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	82.31	63.1801231	16.043	0.7162

Этан(C ₂ H ₆)	8.06	11.5960679	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	5.13	10.8235242	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.69	4.69985524	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.81	9.70042937	72.151	3.2210268

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **13.2049933**

Плотность сжигаемой смеси ***R_o***, кг/м³: **1.11**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.078261$$

где (***K_i***) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси ***W_{зв}***, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.078261 * (10 + 273) / 13.2049933)^{0.5} = 439.8526045$$

где ***T_o*** - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м³/с: **0.0071**

Скорость истечения смеси ***W_{ист}***, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.0071 / (3.141592654 * 0.6537^2) = 0.021154925$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0071 * 1.11 = 7.881$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. ***W_{ист} / W_{зв}*** = 0.000048095 < 0.2, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**

Массовое содержание углерода ***[C]_м***, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 13.2049933) = 74.79897775$$

где ***x_i*** - число атомов углерода;

[нег]_o - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной ***[нег]_o*** можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи ***M_i***, г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где ***UB_i*** - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
-----	---------	--------	-------

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.1576200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0189144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0030736
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0039405
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0157620

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **10459.7**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (13.2049933)^{0.5} = 0.174$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 9.52$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.52 = 10.52$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.174) * 0.9984) / (10.52 * 0.4) = 2059.878484$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.174) * 0.9984) / (10.52 * 0.4) = 2059.878484$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0071 * 10.52 * (273 + 2059.878484) / 273 = 0.638268717$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{исм}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.021154925^2 * 1.11 / 0.6537 = 0.000197579$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6, прил.5):

$$L_{cx}/d = (V_o - 9.5) * (f2(Ro) - f1(Ro)) / (10 - 9.5) + f1(Ro) = (9.52 - 9.5) * (111.4705461 - 106.4143294) / (10 - 9.5) + 106.4143294 = 106.6165781$$

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 9.5, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 299.6548104 * R_o^6 - 2129.4210958 * R_o^5 + 6191.0047653 * R_o^4 - 9440.3047569 * R_o^3 + 8010.4026273 * R_o^2 - 3667.6103907 * R_o + 848.0367437$$

где $f_2(R_o)$ - уравнение номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_2(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{сх} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.6537 * 0.000197579^{0.17} * (106.6165781)^{0.59} = 4.193921253$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (4.193921253 - 4) - 1 = -8.62898e-1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.193921253 + 0.49 * 0.6537 = 0.907461975$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.638268717 / 0.907461975^2 = 0.984351954$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: 8760;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.15762	4.97070432
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0189144	0.596484518
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00307359	0.096928734
0410	Метан (727*)	0.0039405	0.124267608
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015762	0.497070432

Дата: 08.11.21 Время: 14:56:54

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.

2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005

Площадка: Акжол
 Цех: Площадка скважины
 Источник: 0011
 Наименование: Факел
 Тип: Горизонтальная
 Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
 Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	82.31	63.1801231	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	8.06	11.5960679	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	5.13	10.8235242	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.69	4.69985524	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.81	9.70042937	72.151	3.2210268

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **0.8230059**

Плотность сжигаемой смеси ***R_o***, кг/м³: **1.11**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 0.067203$$

где (***K_i***) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси ***W_{зв}***, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.067203 * (10 + 273) / 0.8230059)^{0.5} = 439.8526045$$

где ***T_o*** - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м³/с: **0.0071**

Скорость истечения смеси ***W_{ист}***, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.0071 / (3.141592654 * 0.6537^2) = 0.021154925$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0071 * 1.11 = 7.881$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. ***W_{ист} / W_{зв}*** = 0.000048095 < 0.2, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**

Массовое содержание углерода ***[C]_м***, % (прил.3,(8)):

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 0.8230059) = 74.79897775$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %; ;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = V B_i * G$$

где $V B_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	$V B$ г/г	M г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.1576200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0189144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0030736
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0039405
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0157620

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **10459.7**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (0.8230059)^{0.5} = 0.044$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_x H_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_x H_y]_o) - 0) = 9.8413$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.8413 = 10.8413$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1 - 0.044) * 0.9984) / (10.8413 * 0.4) = 2312.185633$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоёмкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С):**0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.044) * 0.9984) / (10.8413 * 0.4) = 2312.185633$$

4.РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0071 * 10.8413 * (273 + 2312.185633) / 273 = 0.728901423$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ucm}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.021154925^2 * 1.11 / 0.6537 = 0.000197579$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6,прил.5:

$$L_{cx}/d = (V_o - 9.5) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10 - 9.5) + f_1(R_o) = (9.8413 - 9.5) * (111.4705461 - 106.4143294) / (10 - 9.5) + 106.4143294 = 109.8657029$$

где $f_1(R_o)$ - урavn. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 9.5, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 299.6548104 * R_o^6 - 2129.4210958 * R_o^5 + 6191.0047653 * R_o^4 - 9440.3047569 * R_o^3 + 8010.4026273 * R_o^2 - 3667.6103907 * R_o + 848.0367437$$

где $f_2(R_o)$ - уравнение номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_2(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.6537 * 0.000197579^{0.17} * (109.8657029)^{0.59} = 4.268864179$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (4.268864179 - 4) - 1 = -8.09913e-1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5.РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.268864179 + 0.49 * 0.6537 = 0.917953985$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.728901423 / 0.917953985^2 = 1.098577489$$

6.РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.15762	4.97070432
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0189144	0.596484518
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00307359	0.096928734
0410	Метан (727*)	0.0039405	0.124267608
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015762	0.497070432

Дата: 08.11.21 Время: 14:58:20

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

- 1."Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.(дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005 ~~~~~

Площадка: Акжол

Цех: Площадка скважины

Источник: 0023

Наименование: Факел

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	82.31	63.1801231	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	8.06	11.5960679	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	5.13	10.8235242	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.69	4.69985524	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.81	9.70042937	72.151	3.2210268

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **0.0016043**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **1.11**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 0.000131$$

где (K_i) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

$[i]_o$ - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси $W_{зв}$, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.000131 * (10 + 273) / 0.0016043)^{0.5} = 439.8526045$$

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.0071**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi * d^2) = 4 * 0.0071 / (3.141592654 * 0.6537^2) = 0.021154925$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0071 * 1.11 = 7.881$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{за} = 0.000048095 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 0.0016043) = 74.79897775$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной $[нег]_o$ можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2], п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.02	0.1576200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0189144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0030736
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0039405
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0157620

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м³: **10459.7**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (0.0016043)^{0.5} = 0.002$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 9.52$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.52 = 10.52$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.002) * 0.9984) / (10.52 * 0.4) = 2486.729694$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.002) * 0.9984) / (10.52 * 0.4) = 2486.729694$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0071 * 10.52 * (273 + 2486.729694) / 273 = 0.755053957$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{ист}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.021154925^2 * 1.11 / 0.6537 = 0.000197579$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6, прил.5):

$$L_{cx}/d = (V_o - 9.5) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10 - 9.5) + f_1(R_o) = (9.52 - 9.5) * (111.4705461 - 106.4143294) / (10 - 9.5) + 106.4143294 = 106.6165781$$

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 9.5, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 299.6548104 * R_o^6 - 2129.4210958 * R_o^5 + 6191.0047653 * R_o^4 - 9440.3047569 * R_o^3 + 8010.4026273 * R_o^2 - 3667.6103907 * R_o + 848.0367437$$

где $f_2(R_o)$ - уравнение номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_2(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.6537 * 0.000197579^{0.17} * (106.6165781)^{0.59} = 4.193921253$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (4.193921253 - 4) - 1 = -8.62898e-1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.193921253 + 0.49 * 0.6537 = 0.907461975$$

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{\phi}^2 = 1.27 * 0.755053957 / 0.907461975^2 = 1.164460701$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.15762	4.97070432
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0189144	0.596484518
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00307359	0.096928734
0410	Метан (727*)	0.0039405	0.124267608
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015762	0.497070432

Дата: 08.11.21 Время: 14:55:57

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Список литературы:

1. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005 ~~~~~

Площадка: Акжол

Цех: Площадка скважины

Источник: 0003

Наименование: Факел

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	82.31	63.1801231	16.043	0.7162

Этан(C ₂ H ₆)	8.06	11.5960679	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	5.13	10.8235242	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.69	4.69985524	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.81	9.70042937	72.151	3.2210268

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **20.9005501**

Плотность сжигаемой смеси ***R_o***, кг/м³: **1.11**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.282694$$

где (***K_i***) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси ***W_{зв}***, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.282694 * (10 + 273) / 20.9005501)^{0.5} = 381.326498$$

где ***T_o*** - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м³/с: **0.0071**

Скорость истечения смеси ***W_{ист}***, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.0071 / (3.141592654 * 0.6537^2) = 0.021154925$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0071 * 1.11 = 7.881$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. ***W_{ист} / W_{зв}*** = 0.000055477 < 0.2, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**

Массовое содержание углерода ***[C]_м***, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 20.9005501) = 77.29748702$$

где ***x_i*** - число атомов углерода;

[нег]_o - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной ***[нег]_o*** можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи ***M_i***, г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где ***UB_i*** - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
-----	---------	--------	-------

0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный	0.02	0.1576200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0189144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0030736
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0039405
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0157620

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Нижняя теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **10459.7**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (20.9005501)^{0.5} = 0.219$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 11.992582$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.992582 = 12.992582$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.219) * 0.9984) / (12.992582 * 0.4) = 1579.348429$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $1500 \leq T_o < 1800$, $C_{nc} = 0.39$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.219) * 0.9984) / (12.992582 * 0.39) = 1619.588132$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0071 * 12.992582 * (273 + 1619.588132) / 273 = 0.639509913$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{исм}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.021154925^2 * 1.11 / 0.6537 = 0.000197579$$

Стехиометрическая длина факела L_{ex} : 9

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.6537 * 0.000197579^{0.17} * (9 / 0.6537)^{0.59} = 1.253526299$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (1.253526299 - 4) - 1 = -2.941757e0$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 1.253526299 + 0.49 * 0.6537 = 0.495806682$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.639509913 / 0.495806682^2 = 3.303895107$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.15762	4.97070432
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0189144	0.596484518
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00307359	0.096928734
0410	Метан (727*)	0.0039405	0.124267608
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015762	0.497070432

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Площадка: Акжол

Цех: Площадка скважины

Источник: 0015

Наименование: Факел

Тип: Горизонтальная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

<i>Компонент</i>	<i>[%]об.</i>	<i>[%]мас.</i>	<i>Молек.мас.</i>	<i>Плотность</i>
Метан(CH ₄)	82.31	63.1801231	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	8.06	11.5960679	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	5.13	10.8235242	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.69	4.69985524	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	2.81	9.70042937	72.151	3.2210268

Молярная масса смеси ***M***, кг/моль (прил.3,(5)): **0.2711267**

Плотность сжигаемой смеси ***R_o***, кг/м³: **1.11**

Показатель адиабаты ***K*** (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 0.022139$$

где (***K_i***) - показатель адиабаты для индивидуальных углеводородов;

[i]_o - объемные единицы составляющих смеси, %;

Скорость распространения звука в смеси ***W_{зв}***, м/с (прил.6):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.022139 * (10 + 273) / 0.2711267)^{0.5} = 439.8526045$$

где ***T_o*** - температура смеси, град.С;

Объемный расход ***B***, м³/с: **0.0071**

Скорость истечения смеси ***W_{ист}***, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 0.0071 / (3.141592654 * 0.6537^2) = 0.021154925$$

Массовый расход ***G***, г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.0071 * 1.11 = 7.881$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. ***W_{ист} / W_{зв}*** = 0.000048095 < 0.2, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси ***n***: **0.9984**

Массовое содержание углерода ***[C]_м***, % (прил.3,(8)):

$$[C]_м = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-[нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100-0) * 0.2711267) = 74.79897775$$

где ***x_i*** - число атомов углерода;

[нег]_o - общее содержание негорючих примесей, %;

величиной ***[нег]_o*** можно пренебречь, т.к. ее значение не превышает 3%;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота, сажи ***M_i***, г/с: (1)

$$M_i = V B_i * G$$

где ***V B_i*** - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

0.8, 0.13 - коэффициенты трансформации оксидов азота в атмосфере ([2],п.2.2.4)

Код	Примесь	УВ з/з	М з/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.1576200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0189144
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0030736
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0039405
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0157620

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **10459.7**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (0.2711267)^{0.5} = 0.025$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 9.720634$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовоздушной смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.720634 = 10.720634$$

Предварительная теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.025) * 0.9984) / (10.720634 * 0.4) = 2384.367591$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 10 + (10459.7 * (1-0.025) * 0.9984) / (10.720634 * 0.4) = 2384.367591$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовоздушной смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.0071 * 10.720634 * (273 + 2384.367591) / 273 = 0.740914007$$

Приведенный критерий Архимеда Ar (19):

$$Ar = 0.26 * W_{исм}^2 * R_o / d = 0.26 * 0.021154925^2 * 1.11 / 0.6537 = 0.000197579$$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла L_{cx}/d (интерпретация рис.6,прил.5:

$$L_{cx}/d = (V_o - 9.5) * (f_2(R_o) - f_1(R_o)) / (10 - 9.5) + f_1(R_o) = (9.720634 - 9.5) * (111.4705461 - 106.4143294) / (10 - 9.5) + 106.4143294 = 108.645476$$

где $f_1(R_o)$ - уравн. номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 9.5, м³/м³;

$$f_1(R_o) = 299.6548104 * R_o^6 - 2129.4210958 * R_o^5 + 6191.0047653 * R_o^4 - 9440.3047569 * R_o^3 + 8010.4026273 * R_o^2 - 3667.6103907 * R_o + 848.0367437$$

где $f_2(R_o)$ - уравнение номограммы при теорет. удельном расходе воздуха равном 10, м³/м³;

$$f_2(R_o) = 3017.396 * R_o^8 - 25213.084 * R_o^7 + 91039.564 * R_o^6 - 185522.397 * R_o^5 + 233381.130 * R_o^4 - 185637.469 * R_o^3 + 91279.815 * R_o^2 - 25499.008 * R_o + 3271.079$$

Длина факела при сжигании углеводородных конденсатов $L_{фн}$, м (18):

$$L_{фн} = 1.74 * d * Ar^{0.17} * (L_{cx} / d)^{0.59} = 1.74 * 0.6537 * 0.000197579^{0.17} * (108.645476)^{0.59} = 4.240826912$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (15):

$$H = 0.707 * (L_{фн} - l_a) - h_z = 0.707 * (4.240826912 - 4) - 1 = -8.29735e-1$$

где l_a - расстояние от плоскости выхода сжигаемой углеводородной смеси из сопла трубы до противоположной стены амбара, м;

h_z - расстояние между горизонтальной осью трубы и уровнем земли, м;

При $H < 2$ м, H принимается равной 2 м.

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.240826912 + 0.49 * 0.6537 = 0.914028768$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 0.740914007 / 0.914028768^2 = 1.126294068$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Валовый выброс i -ого вредного вещества рассчитывается по формуле Π_i , т/год (30):

$$\Pi_i = 0.0036 * \tau * M_i$$

где τ - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный	0.15762	4.97070432
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0189144	0.596484518
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.00307359	0.096928734
0410	Метан (727*)	0.0039405	0.124267608
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.015762	0.497070432

Выбросы от резервуаров для хранения нефти

Город N 022, Месторождение Акжол

Объект N 0001, Вариант 1

Источник загрязнения N 0004, 0008, 0012, 0016, 0020, 0024

Источник выделения N 008, резервуар для хранения нефти

Список литературы:

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

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, **NP = Сырая нефть**

Климатическая зона: вторая - северные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), **C = 5.4**

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), **YY = 4**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, **BOZ = 1905**

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), **YYY = 4**

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, **BVL = 1905** Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, **VC =**

38

Коэффициент(Прил. 12), **KNP = 0.0043**

Режим эксплуатации: "мерник", ССВ - отсутствуют

Объем одного резервуара данного типа, м³, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 2**

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, **KNR = 1**

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPM = 1**

Значение Kpsr для этого типа резервуаров(Прил. 8), **KPSR = 0.7** Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), **GHRI = 0.22 GHR = GHR + GHRI * KNP * NR = 0 + 0.22 * 0.0043 * 2 = 0.001892**

Коэффициент, **KPSR = 0.7**

Коэффициент, **KPMAX = 1**

Общий объем резервуаров, м³, **V = 100**

Сумма Ghri*Knp*Nr, **GHR = 0.001892**

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), **G = C * KPMAX * VC / 3600 = 5.4 * 1 * 38 /**

3600 = 0.057

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), **M = (YY * BOZ + YYY * BVL) * KPMAX * 10⁻⁶ +**

GHR = (4 * 1905 + 4 * 1905) * 1 * 10⁻⁶ + 0.001892 = 0.01713

Примесь: 2754 Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 99.52**

Валовый выброс, т/год (5.2.5), **_M_ = CI * M / 100 = 99.52 * 0.01713 / 100 = 0.01705** Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI * G / 100 = 99.52 * 0.057 / 100 = 0.0567**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
2754	Углеводороды предельные C12-19 /в пересчете на C/ (592)	0.0567	0.01705
Итого			0,01705

Источник загрязнения N6001, 6005,6009,6013,6017,6021 Неорганизованный**Источник выделения N 004, устье скважины** Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. 6 Расчет выбросов от неорганизованных источников загрязнения. 6.3 Выбросы паров нефтепродуктов от неподвижных уплотнений. №196-о от 29.07.2011

Итого, выбросы с 1-ой скважины

Тип оборудова ния	Среда	g-удел. Выделе ния, кг/час	х-доля уплотне ний потеряв ших гермети чность	п-число неподви жных уплотне ний, шт	t-время работы час/год	Выбросы	
						г/сек	т/год
Клапаны	Тяжелая нефть	0,111024	0,35	2	8760	0,02158	0,6808
Задвижки		0,006588	0,07	6		0,00076	0,024238
Фланцы		0,000288	0,02	12		0,000019	0,000605
						0,02237	0,7056

Код	Примесь	%	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	82,9	0,0185495	0,5849782
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	11,24	0,002515	0,0793142
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19	5,86	0,0013108	0,041348

Источник загрязнения N 6002,6006,6010,6014,6018,6022 Неорганизованный Источник выделения N 005,**Площадка нефтегазовых сепараторов** Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. 6 Расчет выбросов от неорганизованных источников загрязнения. 6.3 Выбросы паров нефтепродуктов от неподвижных уплотнений. №196-о от 29.07.2011

Тип оборудования	Среда	g-удел. Выделения, кг/час	х-доля уплотнений	п-число неподвижных	t-время работы час/год	Выбросы
------------------	-------	---------------------------	-------------------	---------------------	------------------------	---------

			потеряв шихгерм	уплотне ний, шт		г/сек	т/год
			етич ность				
ЗРА	Газ	0,020988	0,293	6	8760		0,323
	Легкая нефть	0,012996	0,365	6			0,249
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	6			0,024
Клапаны	Газ	0,020988	0,293	6	8760		0,323
	Легкая нефть	0,012996	0,365	6			0,249
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	6			0,024
Фланцы	Газ	0,020988	0,293	24	8760		1,293
	Легкая нефть	0,012996	0,365	24			0,997
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	24			0,097
ИТОГО						0,114	3,579

Код	Примесь	%	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	82,9	0,0945	2,967
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	11,24	0,0128	0,4022
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19	5,86	0,0066	0,2097

Источник загрязнения N 6003,6007,6011,6015,6019,6023 Неорганизованный Источник выделения N 006 ,Площадка входного манифольда Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
6 Расчет выбросов от неорганизованных источников загрязнения. 6.3 Выбросы паров нефтепродуктов от неподвижных уплотнений. №196-о от 29.07.2011

Тип оборудования	Среда	g-удел. Выделе ния, кг/час	х-доля уплотне ний потеряв шихгерме тич	п-число недви жных уплотне ний, шт	t-время работы час/год	Выбросы	
						г/сек	т/год
			ность				
ЗРА	Газ	0,020988	0,293	1	8760		0,054
	Легкая нефть	0,012996	0,365	1			0,042
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	1			0,004
Клапаны	Газ	0,020988	0,293	1	8760		0,054
	Легкая нефть	0,012996	0,365	1			0,042
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	1			0,004
Фланцы	Газ	0,020988	0,293	4	8760		0,215
	Легкая нефть	0,012996	0,365	4			0,166
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	4			0,016
ИТОГО						0,019	0,597

Код	Примесь	%	Выброс г/с	Выброс т/год
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	82,9	0,0158	0,495
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	11,24	0,0021	0,067

2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19	5,86	0,0011	0,034
------	--	------	--------	-------

Источник загрязнения N 6004, 6008, 6012,6016,6020,6024 Неорганизованный Источник выделения N 007, Площадка выходного манифольда Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов.
6 Расчет выбросов от неорганизованных источников загрязнения. 6.3 Выбросы паров нефтепродуктов от неподвижных уплотнений. №196-о от 29.07.2011

Тип оборудов ания	Среда	g-удел. Выделе ния, кг/час	х-доля уплотне ний потеряв шихгерме тич ность, %	п-число неподви жных уплотне ний, шт	t-время работы час/год	Выбросы	
						г/сек	т/год
ЗРА	Газ	0,020988	0,293	1	8760		0,054
	Легкая нефть	0,012996	0,365	1			0,042
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	1			0,004
Клапаны	Газ	0,020988	0,293	1	8760		0,054
	Легкая нефть	0,012996	0,365	1			0,042
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	1			0,004
Фланцы	Газ	0,020988	0,293	4	8760		0,215
	Легкая нефть	0,012996	0,365	4			0,166
	Тяжелая нефть	0,006588	0,070	4			0,016
ИТОГО						0,019	0,597

<i>Код</i>	<i>Примесь</i>	<i>%</i>	<i>Выброс з/с</i>	<i>Выброс т/год</i>
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1531*, 1539*)	82,9	0,0158	0,495
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1532*, 1540*)	11,24	0,0021	0,067
2754	Смесь углеводородов предельных C12-C19	5,86	0,0011	0,034

2. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СОСТОЯНИЕ ВОД

2.1 Водоснабжение и водоотведение

Водоснабжение. На месторождении Акжол вода для питьевых и хоз-бытовых нужд предоставляется автоцистернами на договорной основе с Управлением «Актобеенергонефть», а водоснабжение для технических нужд осуществляется из водозаборной скважины, расположенной на самом ближайшем месторождении Северная Трува. Техническая вода необходима для приготовления бурового, тампонажного, цементного раствора, обмыва бурового оборудования и рабочей площадки, затвердевания цемента и для других технических нужд. Хранение воды будет осуществляться в емкостях.

Работающие будут обеспечены питьевой водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра национальной экономики РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

Водоотведение. Хоз-бытовые стоки отводятся в септик бытовых сточных вод, по мере накопления сточные воды из септика вывозятся согласно договору с Управлением общественного питания и торговли АО «СНПС-Актобемунайгаз».

Общий максимальный ориентировочный расход воды составит:

При суточной норме потребления питьевой 25л/сут ($0,025\text{ м}^3/\text{сут}$) и хоз-бытовой воды 120л/сутки ($0,12\text{ м}^3/\text{сут}$) (СНиП РК 4.01-02-2009).

Расчет водопотребления и водоотведения для скважины

Расчет потребления воды на питьевые нужды.

$$V_{\text{пить}} = 0,025 \cdot 185,9 \cdot 30 = 139,425 \text{ м}^3$$

Расчет потребления воды на хоз. бытовые нужды.

$$V_{\text{хоз-быт}} = 0,12 \cdot 185,9 \cdot 30 = 669,24 \text{ м}^3$$

Норма расхода воды на бытовые нужды (душевая сетка) в смену:

- бытовые нужды – 500 л;
- душевая сетка – 6 мест.
- $V_{\text{душ}} = 500 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 3,0 \text{ м}^3/\text{сут}$ или $3,0 \cdot 185,9 = 557,7 \text{ м}^3/\text{год}$;

Расход воды на столовую при норме расхода 12 л/усл. блюдо.

Количество блюд – 5.

$$V_{\text{стол}} = 12 \cdot 5 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 1,8 \text{ м}^3/\text{сут}$$
 или $1,8 \cdot 185,9 \text{ дн} = 334,62 \text{ м}^3/\text{год}$;

Расход воды на прачечную при норме расхода 75 л /сухого белья.

Норма сухого белья на человека - 1 кг:

$$V_{\text{прач}} = 75 \cdot 1 \cdot 30 \cdot 10^{-3} = 2,25 \text{ м}^3/\text{сут}$$
 или $2,25 \cdot 185,9 \text{ дн} = 418,275 \text{ м}^3/\text{год}$.

Таблица 2.1.1 - Водопотребление и водоотведение на этап строительства скважин

Потребитель	сут	Количество, чел	Водопотребление		Водоотведение	
			м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
Питьевые	185,9	30	0,025	139,425	-	-
Хоз-бытовые нужды			0,12	669,24	0,12	669,24
Душевая			3	557,7	3	557,7
Столовая			1,8	334,62	3,06	334,62
Прачечная			2,25	418,275	3,825	418,275
Всего	185,9	30	10,03	2302,213	-	2308,855
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	2302,213	-	115,44275
Итого:	-	-			-	2193,4123

Примечание: безвозвратные потери — это фильтрация в горные породы в процессе промывки скважины, доувлажнение выбуренной породы и т.д.

2.2 Поверхностные и подземные воды

Реки Актыбинской области принадлежат к бессточным бассейнам Каспийского моря и небольших озёр, истоки рек находятся в Мугоджарах. Крупнейшие реки — Эмба

(712 км), притоки Урала — Орь (314 км), Илек, а также Иргиз (593 км), Уил (800 км), Тургай (825 км) и Сагиз. Многие реки маловодны, летом пересыхают или распадаются на плёсы.

Много озёр (более 150), главным образом мелких и средних солёных (например Айке); некоторые из них, пересыхая, образуют солончаки (например, Челкартенгиз, заполняющееся водой только весной). По степени минерализации большинство озёр относится к солёным.

Маловодные реки и солёные озёра почти не пригодны для хозяйственных целей. В связи с этим широко используются пресные подземные воды.

На реке Каргалы запружено водохранилище Каргалинское площадью 28,5 км², ёмкостью 280 млн м³.

Уил — степная река на западе Казахстана. Находится с левой стороны реки Урала и имеет направление с севера на юг, берет начало с подножья Муголжарских гор, с удалением от последних к югу, течёт в более ровных берегах, а далее в совершенно плоских.

Длина Уила около 800 км, площадь бассейна 31 500 км², в низовьях делится на рукава и старицы, завершается же солёными грязями или впадает в озеро Актобе на Прикаспийской низменности. Правый берег низменный, левый более возвышен.

У Уила множество притоков, из которых более значительны Ашеуил (левый) с горько-солёной водою и Киил (правый).

Гидрографическая сеть в районе работ представлена реками Жаксыбай (протекает на северной окраине контрактной территории) и Караой, которые имеют постоянный водоток только весной. Летом вода сохраняется только в отдельных пластах, глубина которых достигает 0,8-1,5 м. Таким образом, водные ресурсы рек могут быть использованы для нужд населения весной и частично осенью. Минерализация в реках изменяется от 0,5 г/л до 7-10 г/л в период летней межени.

Озеро Караколь - мелководное озеро (1-2 м) у подножия Мугалжар, вода в озере солёная, весной несколько опресняется, летом озеро в значительной степени усыхает, берега низкие, пологие, местами заболоченные.

Расстояние от р. Уил до ближайшей угловой точки структуры Кубасай составляет около 35 км, от скважины №1 - около 46 км. Расстояние от р. Жаксыбай до ближайшей угловой точки структуры Кубасай составляет около 1,5 км, от скважины №1 — около 6,5 км. Расстояние от озера Караколь до ближайшей угловой точки структуры Кубасай составляет около 18 км, от скважины №1 - около 27 км.



Рис 2.1 – Река Уил

Таблица 2.2.1 Сведения по мониторингу воздействия на водные ресурсы

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентрации, мг/дм ³	Фактическая концентрация, мг/дм ³	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Река Жайынды на входе	рН	6,0-9,0	6.7	Не превышает	Не требуется
	Гидрокарбонаты	Не нормируется	80.6	-	Не требуется
	Карбонаты	Не нормируется	<8,0	-	Не требуется
	Хлориды	350	75	Не превышает	Не требуется
	Сульфаты	500	122	Не превышает	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.23	Не превышает	Не требуется
	Медь	1	<0,0005	Не превышает	Не требуется
	Цинк	5	<0,005	Не превышает	Не требуется
	Никель	0.1	<0,005	Не превышает	Не требуется
	Кадмий	0.001	<0,0001	Не превышает	Не требуется
	Свинец	0.03	<0,002	Не превышает	Не требуется
	Нефтепродукты	0.1	0.022	Не превышает	Не требуется
	Нитриты	3.3	0.036	Не превышает	Не требуется
	Нитраты	45	0.28	Не превышает	Не требуется
	ХПК	30	6.5	Не превышает	Не требуется
	БПК ₅	6	3.8	Не превышает	Не требуется
	АПАВ	0.5	<0,025	Не превышает	Не требуется
	Фенолы	0.001	<0,0005	Не превышает	Не требуется
	Жесткость общая	7	4	Не превышает	Не требуется
	Сухой остаток	1000	356	Не превышает	Не требуется
	Взвешенные в-ва	Не нормируется	3.5	-	Не требуется
	Азот аммонийный	2	0.39	Не превышает	Не требуется
	Кальций	Не нормируется	42	-	Не требуется
	Магний	Не нормируется	17	-	Не требуется
	Железо общее	0.3	0.022	Не превышает	Не требуется
	Кислород растворенный	не менее 4	6.8	Не превышает	Не требуется
река Жайынды на выходе	рН	6,0-9,0	6.5	Не превышает	Не требуется
	Гидрокарбонаты	-	74	-	Не требуется
	Карбонаты	-	<8,0	-	Не требуется
	Хлориды	350	67	Не превышает	Не требуется
	Сульфаты	500	104	Не превышает	Не требуется
	Фосфаты	3.5	0.21	Не превышает	Не требуется

Медь	1	<0,0005	Не превышает	Не требуется
Цинк	5	<0,005	Не превышает	Не требуется
Никель	0.1	<0,005	Не превышает	Не требуется
Кадмий	0.001	<0,0001	Не превышает	Не требуется
Свинец	0.03	<0,002	Не превышает	Не требуется
Нефтепродукты	0.1	0.023	Не превышает	Не требуется
Нитриты	3.3	0.029	Не превышает	Не требуется
Нитраты	45	0.25	Не превышает	Не требуется
ХПК	30	6.1	Не превышает	Не требуется
БПК5	6	2.7	Не превышает	Не требуется
АПАВ	0.5	<0,025	Не превышает	Не требуется
Фенолы	0.001	<0,0005	Не превышает	Не требуется
Жесткость общая	7	4	Не превышает	Не требуется
Сухой остаток	1000	303	Не превышает	Не требуется
Взвешенные в-ва	-	3.9	-	Не требуется
Азот аммонийный	2	0.23	Не превышает	Не требуется
Кальций	-	30	-	Не требуется
Магний	-	22	-	Не требуется
Железо общее	0.3	0.019	Не превышает	Не требуется
Кислород растворенный	не менее 4	6.7	Не превышает	Не требуется

2.3 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Постоянные поверхностные водотоки в районе месторождения отсутствуют. Гидрогеологические условия месторождения благоприятны, полезная толща не обводнена. Приток воды в проектируемый карьер возможен только за счет атмосферных осадков. Учитывая высокую испаряемость в данных климатических условиях, специальные мероприятия по водоотливу и водоотводу при разработке месторождения не предусматриваются. Воздействие на подземные воды может происходить через инфильтрацию сточных вод при плоскостном смыве с загрязнённых участков, а также опосредованно: через атмосферный воздух, почвенный покров и поверхностные воды. Незначительный водоприток, а также водопроницаемость полезной толщи и подстилающих пород, интенсивное испарение в данном регионе создают благоприятные условия, не требующие проведения специальных водопонижающих мероприятий по водоотливу.

Производство работ не связано с использованием опасных жидкостей, хотя случайные проливы горючего на проницаемые почвы теоретически могут иметь место. В этом случае будут приниматься меры по сбору разлитых ГСМ и утилизации образовавшихся отходов. Для предотвращения негативного воздействия на водные ресурсы при проведении рекультивации необходимо:

- Содержать территорию в надлежащем санитарном состоянии;
- Содержать строительную технику в исправном состоянии;
- При возникновении аварийных ситуаций и в случае пролива ГСМ быстро реагировать и ликвидировать аварийную ситуацию и её последствия;
- Заправку строительной техники осуществлять на специально отведенной для этой цели площадке, покрытую изоляционным материалом.

Природоохранные мероприятия, направленные на смягчение воздействия на подземные водные ресурсы (поверхностные отсутствуют), главным образом, связаны с рациональным водопотреблением.

Охрана подземных вод при проведении работ включает:

- реализацию технических мер, обеспечивающих охрану подземных вод;
- учет природно-климатических особенностей территории (повышенную соленость подземных вод) при проведении работ и применении тех или иных материалов и конструкций.

Предложения по предупреждению аварийных сбросов сточных вод В число мероприятий для предупреждения аварийных сбросов сточных вод входят:

- сбор всех сточных вод и их утилизация;
- запрещение сбросов сточных вод или других жидкостей на территорию рабочей площадки и за её пределы.

Выводы. Загрязнение подземных вод в основном верхних горизонтов будет минимальным в силу принятых проектом решений. Во избежание попадания загрязнений в почво-грунты и в подземные воды все технологические площадки гидроизолируются.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов

Для охраны водных ресурсов от негативного воздействия объектов производства необходимо выполнение следующих мероприятий:

- Обеспечить на всех технологических площадках оборудование системы ливневого сброса;
- создание системы сбора, очистки и утилизации сточных вод и промстоков, включая сточные хоз-бытовые воды, технические;
- проведение ежеквартальных мониторинговых наблюдений.

3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕДРА

Недра – сложная многокомпонентная система, находящаяся в динамическом равновесии. Естественное или антропогенное изменение одного из компонентов может вызвать перестройку всей системы.

3.2. Цели задачи и сроки проектируемых работ

Недропользователем месторождения является АО «СНПС-Актобемунайгаз» в соответствии с Контрактом №968 от 06.06.2002г., с предоставлением права на разведку углеводородного сырья. Срок действия контракта до 31.12.2022г.

Месторождение Акжол расположено в 8 км к юго-востоку от месторождения Северная Трува и 4 км к востоку от месторождения Такыр, в административном отношении входит в состав Мугалжарского района Актыубинской области.

Результаты ранее выполненных поисково-разведочных работ на территории разведочного блока АО «СНПС-Актобемунайгаз» (Центральная территория Восточной части Прикаспийской впадины), в том числе и на близлежащей площади Такыр, показывают перспективность подсолевых отложений в нефтегазоносном отношении.

Для детализации геологического строения и оценки нефтегазоносности перспективных участков разведочного блока в 2018г. ТОО «Timal Consulting Group» был составлен «Дополнение №2 к проекту оценочных работ» (письмо КГиН № 27-5/962 от 21.06.2018г), которым было предусмотрено бурение скважины Т-13 восточнее самого месторождения Такыр.

В октябре 2018 году при опробовании в скважине Т-13 интервала 2896-2930м, 2931-2941м в отложениях КТ-II (Гв) был получен приток нефти дебитом 7,5м³/сут.

Положительные результаты бурения скважины Т-13 восточнее структуры Такыр явились основной для проведения геологоразведочных работ на перспективной площади, которая в дальнейшем была именована как Акжол.

На основании положительных результатов бурения поисковой скважины Т-13 был составлен и утвержден «Проект разведочных работ на площадях Такыр, Южный Жанажол, Акжол и северо-западном склоне месторождения Северная Трува за горным отводом» (Протокол заседания ЦКРР РК №12/2 от 01.08.2019г.), которым на рассматриваемой территории в период 2018-2020гг. был предусмотрен следующий объем работ:

- бурение 5 оценочных скважин на структуре Акжол (АК-1, АК-2, АК-3, АК-4, АК-5).

- проведение полевых сейсморазведочных работ 3Д объемом 240 кв. км в южной части разведочного блока.

Объем геологоразведочных работ, предусмотренный Проектом 2019 года, полностью реализован в 2020 году.

Согласно «Проекту разведочных работ...» 2019 года в южной части разведочного блока были проведены сейсморазведочные работы 3Д площадью 240 кв.км, в рамках которого проведена детальная интерпретация и составлены структурные карты по кровле основных целевых горизонтов яруса P1as, пластов А, Б, В отложений КТ-I, пластов Гв, Гн и Д отложений КТ-II, по кровле меловой и юрской систем, глубокозалегающего визейского и турнейского ярусов и верхнего девона. По результатам работ в 2020г. составлен «Отчет о результатах интерпретации сейсморазведочных работ 3Д на Центральной территории Восточной части Прикаспийской впадины площадью 240 кв.км.» (Протокол МД Запказнедра №13/2021).

Всего в период 2019-2021 годов на площади пробурены 5 скважин: АК-1, АК-2, АК-3, АК-4, АК-5, АК-6, АК-7.

В скважине АК-1 при опробовании интервала 3056,5-3064,5м в отложениях КТ-II (Гв) в декабре 2019г был получен дебит нефти 38,61 м³/сут.

Положительные результаты бурения скважины АК-1 послужили основой для дальнейшего продолжения геологоразведочных работ на вновь выявленной структуре Акжол.

Скважина АК-2 была пробурена в августе 2019г и при опробовании интервала 2762-2767, 2786-2810м в отложениях КТ-II (Гв) получен дебит нефти 4,2 м³/сут.

В августе 2020г была пробурена скважина АК-3, при опробовании интервале 2670-2679 получен дебит нефти 28,1 м³/сут в отложения КТ-II (Гв).

Скважина АК-4 была пробурена в апреле 2020г, при опробовании в интервале 2832-

2853,2868-2876 получен дебит нефти 17,6 м³/сут в отложениях КТ-II (Гв).

В августе 2020г была пробурена скважина АК-5 при опробовании интервала 3006-3035 получен дебит нефти до 62,4 м³/сут в отложениях КТ-II (Гв+Гн).

В сентябре 2021 в скважине АК-6 при опробовании интервала 3023-3030 (Гв) получен приток нефти с водой дебитами 25 м³/сут и 16,4 м³/сут соответственно.

В 2021г в скважине АК-7 при опробовании интервалов 2588-2603м, 2607-2615м, 2620-2629м получен приток нефтегазоконденсата дебитом нефти 64,4 м³/сут и газа дебитом 116 тыс. м³/сут в отложениях КТ-II (Гв).

Специалистами АО «СНПС Актобемунайгаз» была проведена комплексная переобработка, анализ и объединение результатов сейсморазведочных работ 3Д, проведенные за все время сейсморазведочных работ в пределах контрактной территории, вкуче с данными бурения разведочных скважин.

В результате переобработки сейсмических материалов были построены структурные карты по подошве нижнепермских отложений, по кровле карбонатов КТ-I и КТ-II, которые стали основой в принятой в данном отчете структурно-тектонической модели структуры Акжол.

Результаты проведенных работ на месторождении позволили произвести в 2021 году «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Акжол по состоянию на 02.01.2021г», утвержденный Протоколом ГКЗ РК №2330-21-П от 01.07.2021г.

Всего по месторождению подсчитанные запасы нефти по категориям С₁ и С₂ составили: 21105 тыс.т. геологических 3711 тыс.т. извлекаемых.

Из них:

по категории С₁:

геологические запасы – 6 346 тыс.т.,

извлекаемые запасы – 1 093 тыс.т.

по категории С₂:

геологические запасы – 14 759 тыс.т.,

извлекаемые запасы – 2 618 тыс.т.

Целью настоящей работы является оценка добычных возможностей продуктивных горизонтов месторождения Акжол и получение дополнительной геолого-геофизической информации для составления подсчета запасов и проекта разработки месторождения.

По результатам опробования поисковых и разведочных скважин сделан прогноз режимов работы продуктивных толщ, горизонтов и скважин.

На период проведения пробной эксплуатации месторождения разработаны требования к конструкциям скважин, методам вскрытия пластов и освоения скважин, устьевому и внутрискважинному оборудованию, составлена программа комплекса исследовательских работ, включая физико-химические, гидродинамические, промыслово-геофизические, мероприятия по доразведке месторождения, мероприятия по охране недр, окружающей среды и технике безопасности труда.

Авторы отчета выражают благодарность сотрудникам АО «СНПС-Актобемунайгаз» за предоставление геологической и технической информации при подготовке и написании отчета.

3.2 Основные технические и технологические решения

Пробная эксплуатация месторождения будет осуществляться на естественном режиме истощения пластовой энергии.

За период в 1 год, пробная эксплуатация (срок действия контракта до 31 декабря 2022г.) будет вестись ранее пробуренными 8 поисково-разведочными скважинами. Показатели на период в 2023-2025 гг., посчитаны в качестве показателей для подготовительного периода месторождения.

Бурение новых проектных скважин не предусматривается.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации скважин положены фактические данные о дебитах, полученных при их опробовании и пробной эксплуатации.

Расчеты дебитов нефти и жидкости проведены для каждой скважины с учетом сроков их пребывания в эксплуатации согласно программе исследования. При прогнозе добычи учтен

график ввода скважин в ПЭ и использованы дебиты скважин на основе, проведенных опробований

Скважины будут вводиться в эксплуатацию во второй половине 2022г.

Всего за ПЭ месторождения Акжол будет добыто 106,3 тыс.т нефти, отбор от утвержденных извлекаемых запасов, вовлекаемых в пробную эксплуатацию по категории С₁ составит 2,3% к концу 2022г.,

Таблица 4.5 - Характеристика основного фонда скважин месторождения

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Ввод из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.		Фонд действующих скважин, ед		Среднегодовой дебит		
	Всего	Добывающих	Нагнетательны х		всего	в т.ч. нагнетательны х	нефтяных	газовых	нефтяных	газовых	нефти; т/сут	жидкости; т/сут	газа, тыс. м³/сут
2022	0	0	0	8	0	0	7	1	7	1	23.8	33.5	102,3
2023	0	0	0	0	0	0	8	0	8	0	15.4	22.1	0.0
2024	0	0	0	0	0	0	8	0	8	0	13.0	18.9	0.0
2025	0	0	0	0	0	0	8	0	8	0	11.2	16.5	0.0

Таблица 4.6- Характеристика основных показателей ПЭ по отбору нефти и жидкости по месторождению

Годы	Годовая добыча нефти, тыс.т	Годовые темпы отбора от извлекаемых запасов, %		Добыча нефти с начала разработки, тыс.т	Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.	Добыча жидкости, тыс.т		Среднегодовая обводненность, %	Добыча растворенного. газа, млн.м³		Добыча свободного газа, млн.м³		КИ газа (свободного), доли ед.	Добыча конденсата, тыс.т		КИ конденсата, доли ед.
		начальных	текущих				годовая	накопленна я		годовая	накопленна я	годовая	накопленная		годовая	накопленная	
2022	30.07	2.03	2.0	34.5	2.33	0.005	42.38	46.8	29.04	6.7	7.4	7.8	8.9	0.024	1.6	1.9	0.023
2023	29.65	2.00	2.0	64.2	4.32	0.009	42.40	89.2	30.06	6.6	14.0	0.0	8.9	0.024	0.0	1.9	0.023
2024	25.03	1.69	1.8	89.2	6.01	0.012	36.33	125.5	31.09	5.6	19.6	0.0	8.9	0.024	0.0	1.9	0.023
2025	21.50	1.45	1.5	110.7	7.46	0.015	31.63	157.2	32.05	4.8	24.4	0.0	8.9	0.024	0.0	1.9	0.023

3.3 Геологическая характеристика месторождения

Геологические условия проводки скважин

Четвертичная система (Q). Отложения четвертичной системы представлены супесями и суглинками, толщиной 3-5м.

Меловая+юрская+триасовая системы (K+J+T). Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные, содержат примесь песчаных зерен. Глины серые, зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые. Толщина отложений триасовой системы составляет от 297м до 350м; юрской системы – от 143 до 186; меловой системы – от 392 до 506.

Верхнепермский отдел (P₂). Верхнепермские отложения представлены пестроцветными, сероцветными терригенными породами (чередование аргиллитов, песчаников, глин, алевролитов, реже мелкогалечных конгломератов и отдельными прослоями ангидритов).

Толщина верхнепермских отложений изменяется от 314м до 536м.

Кунгурский ярус (P_{1к}). Отложения кунгура делятся на три толщи: нижнюю - терригенно-сульфатную, среднюю - галогенную и верхнюю сульфатно-терригенную. Нижняя толща - терригенно-сульфатная, представлена переслаиванием аргиллитов и ангидритов с прослоями каменной соли; средняя галогенная толща сложена каменной солью с прослоями терригенных пород; верхняя сульфатно-терригенная - литологически сложена ангидритами и аргиллитами, с прослоями алевролитов.

Толщина осадков кунгурского яруса изменяется от 270 до 476м.

Артинско+сакмарский ярус (P_{1с}). Сакмарский ярус представлен чередующимися песчано-глинистыми породами с песчаными линзами и пропластками гравийно-галечникового материала с прослоями аргиллита.

Толщина отложений составляет от 113 до 495м.

Ассельский ярус (P_{1а}). Отложения ассельского яруса залегают на границе карбона, имеют сложную литологию, в основном, представлены песчанистой глиной и чередующимися прослоями тонкослоистого известняка и гравия.

Толщина ассельских отложений изменяется от 148 до 204 м.

Гжельский ярус (C_{3г}). Состоит из двух частей. Нижняя часть в отложениях распространения сульфатных и карбонатных пород имеет строение, аналогичное нижележащему ярусу. Отличительной ее особенностью является широкое развитие органогенных известняков, на 65-85% состоящих из обломков фауны и водорослей.

Толщина отложений гжельского яруса колеблется от 45м до 105м.

Касимовский ярус (C_{3к}). В литологическом отношении на большей части представлен преимущественно буровато-серыми известняками, доломитовыми известняками, с чередованием с буро-красными аргиллитами. Толщина отложений касимовских яруса колеблется в пределах 45-190м.

Мячковский горизонт верхнемосковского подъяруса (C_{2m2mc}). Входящий в состав верхнемосковского подъяруса, представлен преимущественно чередованием известняков светло-серых, буровато-серых, органогенно-обломочных, с редкими прослоями известковых аргиллитов.

Мощность отложений мячковского горизонта изменяется в пределах 103-150м.

Подольский горизонт верхнемосковского подъяруса (C_{2m2hd}). Отложения данного горизонта делятся на две толщи: нижнюю терригенную и верхнюю карбонатную. Терригенная толща, которая составляет основу **межкарбонатной толщи (МКТ)** представлена чередованием светло-серых, серых глинистых известняков и песчаников средне-, мелко-, крупнозернистых, известковых. В нижней части толщи в глинистых алевролитах местами встречаются кварцевые гальки и серые, темно-серые, неравномерно алевритистые аргиллиты. Карбонатная часть разреза подольского горизонта представлена преимущественно известняками буровато-серыми, светло-серыми, глинистыми, местами встречаются буровато-серые, известковистые аргиллиты.

Толщина подольского горизонта составляет от 116м до 425м.

Каширский горизонт нижнемосковского подъяруса (C_{2m1k}) по литологической характеристике представлены известняками светло-серыми, буровато-серыми, с редкими

маломощными прослоями аргиллитов и глинистых известняков.

Толщина отложений каширского горизонта колеблется в пределах 81-107м.

Верейский горизонт нижнемосковского подъяруса (C_{2m1v}) представлены чередованием известняков светло-серых, буровато-серых, с прослоями буровато-серых аргиллитов, местами встречаются песчаники, некарбонатные темно-серые аргиллиты, доломиты. Реже встречаются мелкокристаллические известняки.

Толщина верейских отложений изменяется в пределах 91-125м.

Башкирский ярус (C_{2b}). Литологически ярус сложен известняками, реже доломитами светло-серыми, серыми, органогенно-комковатыми, крепкими, с редкими прослоями коричневатого-красных, серовато-зеленых, массивных, известковых аргиллитов.

Полная толщина башкирских отложений в скважине Т-1 составляет 322м, вскрытая толщина изменяется в пределах 43-222м.

Серпуховский ярус (C_{1s}) наряду с веневским горизонтом сложен известняками, реже доломитами серыми, светло-серыми, органогенно-обломочными, мелкокристаллическими, массивными, со стилолитовыми швами.

Вскрытая толщина нижнекаменноугольных отложений составляет 395м.

Визейский ярус (C_{1v}) имеет двухъярусное строение: породы визейского яруса представлены темно-серыми, серыми, прослоями пестроцветными аргиллитами, разнотернистыми песчаниками, алевролитами, реже гравелитами.

Выше по разрезу она сменяется карбонатной толщей пород верхневизейского возраста в составе веневского горизонта, представленного известняками серыми, серо-коричневыми, органогенно-детритовыми, комковато-органогенными, тонкозернистыми с редкими прослоями серых доломитов (вскрыта только на месторождении Жанажол, на Такыре отложения визейского яруса не вскрыты).

Таблицы 3.3.1 Разрезы проектных независимых скважин пл. Такыр и Акжол

Стратиграфия		АК-10	АК-11	АК-12
KZ+MZ		308,8	308,8	222,2
P2		1071	1071	1163,3
P1k		1293,6	1293,6	1434,1
P1ar+s+a		1948,7	1948,7	2274,99
КТ-I	C3k+g+C2m2mc	2020,2	2115,97	2335,1
МКТ	C2m2pd	2637,2	2761,6	2684,3
КТ-II	C2m1k+v + C2b	2772,14	2857,9	3071,4

*Приведены проектные значения глубин подошв стратиграфических подразделений

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза Контрактной территории изучена пробуренными скважинами на структурах Северная Трува, Ащисай, Куантай Восточный, Надеждинская, Александровская, Шатырлысай, №6 (Карабулак), Юж. Жанажол.

С целью детального изучения литолого-стратиграфических особенностей разреза производился отбор керн на структурах Северная Трува, Ащисай, Надеждинская и Такыр. Стратиграфические интервалы, пройденные в пробуренных скважинах обоснованы по данным шлама, биостратиграфическими анализами образцов керн и по материалам ГИС. Стратиграфические отбивки пробуренных скважин на изучаемых площадях приведены в таблице 4.1.1.

Обобщенная литолого-стратиграфическая характеристика разреза изучаемых структур приведена в графическом приложении 1.

Каменноугольная система – С

Вскрытые отложения каменноугольной системы представлены нижним, средним и верхним отделами.

Нижний отдел – С₁

Нижнекаменноугольные отложения в составе визейского (верхний подъярус C_{1v3}) вскрыты только одной скважиной Т-1 Такыр. Данная скважина на полную толщину вскрыла

карбонатные отложения КТ-II и на значительную глубину углубилась в подстилающую терригенную нижнекаменноугольную толщу.

Визейский ярус ($C1v$) имеет двухъярусное строение: терригенную и карбонатную.

Терригенные породы нижнего и среднего подъярусов ($C1v1+2$) на площади Такыр не вскрыты. По данным бурения скважин на месторождении Жанажол терригенные породы визейского яруса представлены темно-серыми, серыми, прослоями пестроцветными пластинчатыми аргиллитами, разнотекстурными полимиктовыми песчаниками, алевролитами, реже гравелитами и образуют так называемую III подсолевую терригенную толщу пород.

Выше по разрезу она сменяется карбонатной толщей пород верхневизейского возраста в составе веневского горизонта, представленного известняками серыми, серо-коричневыми, органогенно-детритовыми, комковато-органогенными, тонкотекстурными с редкими прослоями серых доломитов.

Серпуховский ярус ($C1s$) наряду с веневским горизонтом сложен известняками, реже доломитами серыми, светло-серыми, органогенно-обломочными, мелкокристаллическими, массивными, со стилолитовыми швами.

В скважине Т-1 вскрытая толщина нижнекаменноугольных отложений составляет 395м.

Средний отдел – C_2

Отложения среднего карбона вскрыты в составе башкирского и московского ярусов.

Отложения башкирского яруса, верейского и каширского горизонтов нижнемосковского подъяруса составляют нижнюю карбонатную толщу КТ-II.

Башкирский ярус (C_2b). Литологически ярус сложен известняками, реже доломитами светло-серыми, серыми, органогенно-комковатыми, крепкими, с редкими прослоями коричневатых-красных, серовато-зеленых, массивных, известковых аргиллитов.

Известняки слабодоломитизированные, буровато-серые, светло-серые, плотные, глинистые, кристаллические, фораминиферовые, водорослевые, биокластические, реже оолитовые, битуминозные, реже встречаются мелкокристаллические известняки. Полная толщина башкирских отложений в скважине Т-1 составляет 322м, вскрытая толщина изменяется в пределах 43-222м.

Московский ярус (C_2m). Отложения московского яруса выделяются в составе нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнемосковский подъярус (C_2m1) представлен верейским и каширским горизонтами.

Отложения **верейского горизонта (C_2m1v)** представлены чередованием известняков светло-серых, буровато-серых, органогенных, кристаллических, фораминиферовых, водорослевых, биокластических, детритовых, фузулинидовых, онколитовых, с прослоями буровато-серых аргиллитов, местами встречаются песчаники, некарбонатные темно-серые аргиллиты, доломиты. Реже встречаются оолитовые, коралловые, псаммитовые, мелкокристаллические известняки. Толщина верейских отложений изменяется в пределах 91-125м.

Отложения **каширского горизонта (C_2m1k)** по литологической характеристике представлены известняками светло-серыми, буровато-серыми, кристаллическими, микрокристаллическими, водорослевыми, фораминиферовыми, биокластическими, с редкими маломощными прослоями аргиллитов и глинистых известняков.

Толщина отложений каширского горизонта колеблется в пределах 81-107м.

Верхнемосковский подъярус (C_2m2) представлен подольским и мячковским горизонтами.

Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта московского яруса, сложенная переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками и служит покровом для нефтегазовых залежей КТ-II.

Подольский горизонт (C_2m2hd), в свою очередь, подразделяется на две толщи: нижнюю терригенную и верхнюю карбонатную. Терригенная толща, которая составляет основу **межкарбонатной толщи (МКТ)** представлена чередованием светло-серых, серых глинистых известняков, кристаллических, неглинистых, местами буро-серых, биокластических, онколитовых, известняков и песчаников средне-, мелко-, крупнозернистых, известковых. В

нижней части толщи в глинистых алевролитах местами встречаются кварцевые гальки и серые, темно-серые, неравномерно алевроитистые аргиллиты.

Карбонатная часть разреза *подольского горизонта* представлена преимущественно известняками буровато-серыми, светло-серыми, микрокристаллическими биокластическими, глинистыми, местами встречаются буровато-серые, известковистые аргиллиты.

Толщина подольского горизонта составляет от 116м (скв. Т-1) до 425 м (скв. А-1).

Верхняя карбонатная толща КТ-I представлена в объеме мячковского горизонта верхнемосковского подъяруса среднего карбона, а также касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона.

Мячковский горизонт (C_{2m2mc}), входящий в состав верхнемосковского подъяруса, представлен преимущественно чередованием известняков светло-серых, буровато-серых, органогенно-обломочных, глинистых, микрокристаллических, биокластических, сферолитовых, доломитов серых, тонко - скрытокристаллических, с редкими прослоями известковых аргиллитов. Мощность отложений мячковского горизонта изменяется в пределах 103-150м.

Верхний отдел – С₃

В составе верхнего карбона выделяются касимовский и гжельский ярусы. По данным переинтерпретации сейсмики 3Д западнее скважин Т-1 и Т-6 проходит граница размыва кровли КТ-1, вследствие этого в скважинах Т-1 и Т-6 по данным каротажа наблюдается сокращение толщины отложений верхнего карбона, связанного с размывом.

Касимовский ярус С_{3к} в литологическом отношении на большей части представлен преимущественно буровато-серыми известняками, доломитовыми известняками, с чередованием с буро-красными аргиллитами. Толщина отложений касимовских яруса колеблется в пределах 45-190м.

Гжельский ярус С_{3г} состоит из двух частей. Нижняя часть в отложениях распространения сульфатных и карбонатных пород имеет строение, аналогичное нижележащему ярусу. Отличительной ее особенностью является широкое развитие органогенных известняков, на 65-85% состоящих из обломков фауны и водорослей.

Толщина отложений гжельского яруса колеблется от 45м до 105м.

Пермская система – Р

В составе пермской системы выделяются отложения нижней и верхней перми.

Нижний отдел – Р₁

Породы нижней перми присутствуют в объеме ассельско-сакмарского и кунгурского ярусов.

Ассельский ярус – Р_{1а}

Отложения ассельского яруса залегают на границе карбона, имеют сложную литологию, в основном, представлены песчанистой глиной и чередующимися прослоями тонкослоистого известняка и гравия. Песчаник уплотненный, содержит кальций и биогенные ископаемые. Глина голубая, уплотненная. Толщина ассельских отложений изменяется от 148 до 204 м.

Артинско-сакмарский ярус – Р_{1с}

Сакмарский ярус представлен чередующимися песчано-глинистыми породами с песчаными линзами и пропластками гравийно-галечникового материала с прослоями аргиллита. Песчаники серые, темно-серые, средне- и мелкозернистые, крепкие. Гравелит кварцево-кремнистых пород, темно-серого цвета с включениями зерен кальцита. Чистый песчаник в большинстве случаев в своей структуре содержит средне- и мелкозернистые пески, а кальций и глина являются цементирующим и уплотнительным материалом.

Толщина отложений составляет от 113 до 495м.

Кунгурский ярус – Р_{1к}

Отложения кунгура делятся на три толщи: нижнюю - терригенно-сульфатную, среднюю - галогенную и верхнюю сульфатно-терригенную. Нижняя толща - терригенно-сульфатная, представлена переслаиванием аргиллитов и ангидритов с прослоями каменной соли; средняя галогенная толща сложена каменной солью с прослоями терригенных пород; верхняя сульфатно-терригенная - литологически сложена ангидритами и аргиллитами, с прослоями алевролитов. Каменная соль белая, серовато-белая, массивная, кристаллическая, с прослойками

бурых аргиллитов, алевролитов, ангидритов. Ангидриты белые, светло-серые, крепкие.

Толщина осадков кунгурского яруса изменяется от 270 до 476м.

Верхнепермский отдел – P₂

Верхнепермские отложения представлены пестроцветными, сероцветными терригенными породами (чередование аргиллитов, песчаников, глин, алевролитов, реже мелкогалечных конгломератов и отдельными прослоями ангидритов). Аргиллиты коричневато-красные, серовато-зеленые, плотные, массивные, умеренно известковистые, песчанистые, местами сложены тонкослоистыми, черными углями. Песчаники пестроцветные, мелко-тонкозернистые, глинистые, полимиктовые, с включениями пирита и слюды. Глины серые, темно-серые, плотные известковистые, местами красноцветные. Алевролиты темно-серые, светло-серые, буровато-серые, зеленоватого-серые, полимиктовые, разномзернистые, тонкослоистые, хорошо сцементированные, с обуглившимися растительными остатками. Ангидриты белые, светло-серые, массивные, крепкие, крупнокристаллические.

Толщина верхнепермских отложений изменяется от 314м до 536м.

Мезозойская группа отложений - Mz

Отложения мезозойской группы вскрыты в составе триасовой, юрской, меловой, систем и литологически представлены чередованием толщ песчано-глинистых пород различной окраски. Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита. Алевролиты серые, крепкие, массивные, содержат примесь песчаных зерен. Глины серые, зеленоватого-серые, мергелистые, алевролитистые.

Толщина отложений триасовой системы составляет от 297м до 350м; юрской системы – от 143 до 186; меловой системы – от 392 до 506.

Четвертичная система – Q

Отложения четвертичной системы представлены супесями и суглинками, толщиной 3-5м.

Нефтегазоносность

Структура Акжол.

Скважина АК-1 в колонне испытаны следующие интервалы:

1. интервал 1385-1389 (P1s+as) – приток не получен;
2. интервалы 2418-2439, 2965-2973 – получен приток нефти дебитом 41,4 м³/сут и воды дебитом 15,6 м³/сут;
3. интервалы 2418-2439, доп. перфорация 2302-2305, 2313-2328, 2340-2355 – объект водоносный;
4. интервал 1385-1389 – приток не получен.

Скважина АК-2 в колонне испытаны следующие интервалы:

1. интервалы 2895,5-2903, 2908,5-2913, 2917-2920, доп. перфорация 2923-2926, 2927,5-2932,5, 2934-2941, 2943,5-2950, доп. перфорация 2957,5-2960, 2962-2965, 2967,5-2969,5 – получен приток нефти дебитом 5,27 м³/сут и воды 4,7 м³/сут;
2. интервал 2862-2872 – получен приток нефти дебитом 2 м³/сут и воды дебитом 12,8 м³/сут.;
3. интервалы 2762-2767, 2786-2810 – получен приток нефти дебитом 4,2 м³/сут и воды дебитом 12,8 м³/сут.;
4. интервалы 2193-2198, 2227-2231, 2261-2263, 2288-2292, 2299-2304 – объект водоносный;
5. интервалы 2071-2076, 2078-2085, 2099-2108, 2111-2114, 2146-2456 – объект водоносный;
6. интервалы 2020-2039, 2042-2044, 2048-2056 – получен приток нефти дебитом 3,7 м³/сут и воды 30,3 м³/сут.

Скважина АК-3 в колонне испытаны следующие интервалы:

1. интервалы 2792-2794, 2800-2807 – приток не получен;
2. интервал 2670-2679 – получен промышленный приток нефти дебитом 40,3 м³/сут.;

Скважина АК-4 в колонне испытаны следующие интервалы:

1. интервалы 2937-2945, доп. перфорация 2956-2965, 2970-2989 – получен приток нефти дебитом 2 м³/сут и воды 25 м³/сут.

2. интервалы 2832-2853, 2868-2876 - получен приток нефти дебитом 17,6 м³/сут и воды 4,4 м³/сут.

Скважина АК-5 в колонне испытаны следующие интервалы:

3. интервал 3006-3035 - получен газ дебитом 15,3 м³/сут и нефть дебитом 69,5 м³/сут.

В скважинах АК-6 и АК-7 по данным ГИС выделены нефтенасыщенные коллектора, в настоящее время ведется подготовка к испытанию перспективных интервалов.

Состав и свойства нефти и растворенного газа

Структура Акжол

По данным пластовых проб была создана математическая модель пластового флюида, были рассчитаны параметры пластовой и сепарированной нефти при ступенчатой сепарации. Термобарические условия первой ступени сепарации выбраны аналогично условиям сепарации, действующим на месторождении Жанажол.

Полученные параметры пластовой нефти и сепарированных флюидов после ступенчатой сепарации представлены в таблице 3.3.2.

Таблица 3.3.2. Параметры пластовой и сепарированной нефти месторождения Акжол

Показатели	Ед. изм.	Пласт КТ-II			Пласт КТ-I (аналог - КТ-II р-н скв. АК-5)
		р-н скв. АК-5	р-н скв. АК-1	Прогноз для других структур	
Начальная пластовая температура,	°С	67	67	67	47
Начальное пластовое давление,	МПа	32,10	32,10	32,10	20,49
Давление насыщения (Ps)	МПа	20,06	26,19	24,52	18,78
Плотность пластовой нефти при	кг/м ³	682,5	660,7	673,0	681,6
Плотность пластовой нефти при	кг/м ³	662,5	650,9	661,0	678,8
Вязкость пластовой нефти при	мПа·с	0,74	0,63	0,72	0,96
Вязкость пластовой нефти при Ps	мПа·с	0,64	0,59	0,66	0,94
Коэф. сжимаемости от Рпл до Ps	1/МПа	24,7E-4	25,3E-4	23,7E-4	23,8E-4
Газосодержание	м ³ /м ³	163,6	209,0	184,9	163,6
(ступенчатая сепарация)	м ³ /т	200,7	254,5	225,8	200,7
Объемный коэффициент при Рпл	д.е.	1,424	1,531	1,466	1,426
Объемный коэффициент при Ps	д.е.	1,467	1,554	1,493	1,432
Пересчетный коэффициент при Рпл	д.е.	0,702	0,653	0,682	0,701
Плотность сепарированной нефти	кг/м ³	815,2	821,1	818,6	815,2
Плотность суммарного газа	кг/м ³	0,959	0,912	0,910	0,959
Относит. плотность суммарного	air=1	0,796	0,757	0,756	0,796
Удельные запасы на 1 м³ эффективного порового объема					
товарной нефти (ρ/b)	т	0,572	0,536	0,558	0,572
растворенного газа	м ³	114,8	136,5	126,1	114,7

¹ Условия промысловой сепарации, принятой для оценки подсчетных параметров, согласно []:

$P_{сеп1} = 1.67 \text{ МПа}$, $T_{сеп1} = 10^\circ\text{C}$

Свойства нефти в поверхностных условиях

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях месторождения Такыр изучены на основе 23 проб. Из них по толще Р1 отобраны 6 проб (скв.Т-1, Т-3), по толще КТ-I - 6 проб (скв.Т-4, Т-5, Т-6), по толще КТ-II - 11 проб (скв.Т-1,Т-2,Т-5). После предыдущего «ОПЗ-2015г» было отобрано 3 пробы из 2-х скважин: Т-9 (2 пробы), Т-10 (1 проба), а также были добавлены 3 ранее не учтенные пробы из 2-х скважин: Т-3 (2 пробы) и Т-5 (1 проба). По горизонту Р1а всего отобрано 9 проб (скв.Т-1, Т-3, Т-6, Т-9), по толще КТ-I - 8 проб (скв.Т-3, Т-4, Т-5), по толще КТ-II – 12 проб (скв.Т-1, Т-2, Т-10). Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях месторождения Акжол изучены на основе 10 проб. Все пробы отобраны по толще КТ-II (скв. АК-1, АК-5 и Т-13). Свойства поверхностной нефти структуры Перспективная

исследовано одной пробой из скважины L-3. Свойства поверхностной нефти структуры Южный Жанажол исследовано одной пробой из скважины ЮЖ-1. Исследования проб проведены в лабораториях ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» и АО «СНПС-Актобемунайгаз». Следует отметить, что полный комплекс исследований по пробам проведен только в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», а лабораторией АО «СНПС-Актобемунайгаз» по пробам определены только единичные параметры поверхностной нефти. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях по всем пробам представлены в таблице 4.3.3-4.3.4.

Класс нефти. По результатам анализа содержание серы в составе поверхностной нефти структуры Такыр по горизонту P1a и толщам КТ-I, КТ-II изменяется в диапазоне 0,23-1,4 масс%, охватывая классы 1 и 2. Средняя концентрация серы по толщам составляет: P1a - 0,67 масс%, КТ-I - 1,21 масс%, КТ-II - 0,74 масс%, и нефть классифицируется как сернистая, и относится ко второму классу. По результатам анализа содержание серы в составе поверхностной нефти структуры Акжол по пачке Гв (скв. АК-1, АК-5) изменяется в диапазоне 0,76-1,95 масс%, охватывая классы 1 и 3. По пачке Гн (скв. Т-13) данный показатель варьируется в пределах 2,30-2,70 масс%, класс 3. Средняя концентрация серы по пачкам КТ-II составляет: Гв - 0,84 масс% (сернистая), Гн - 2,48 масс% (высокосернистая), таким образом нефти пачек Гв и Гн относятся ко второму и третьему классу соответственно. По пробе структуры Перспективная содержание серы равняется 0,80 моль%. По пробе структуры Южный Жанажол содержание серы равняется 0,81 моль%. Нефть трех структур классифицируется как сернистая, и относится ко второму классу.

Тип нефти. Плотность нефти в поверхностных условиях структуры Такыр по горизонту P1a изменяется в диапазоне 0,853-0,901 г/см³. По толще КТ-I плотность нефти зафиксирована в диапазоне 0,843-0,903 г/см³. По толще КТ-II величина плотности нефти варьируется в пределах 0,827-0,857 г/см³. По средним значениям поверхностная нефть горизонта P1a относится к типу «2» (средняя). По толще КТ-I относится к типу «2» (средняя), а по толще КТ-II к типу «1» и классифицируется как легкая. На структуре Акжол Плотность нефти в поверхностных условиях по пачке Гв изменяется в диапазоне 0,824-0,883 г/см³ (среднее значение 0,830 г/см³). По пачке Гн плотность нефти зафиксирована в диапазоне 0,892-0,922 г/см³ (среднее значение 0,904 г/см³). По средним значениям поверхностная нефть пачки Гв относится к типу «1» (легкая). По пачке Гн относится к типу «3» (тяжелая). По структуре Перспективная плотность нефти замерено на уровне 0,834 г/см³. По структуре Южный Жанажол плотность нефти замерено на уровне 0,8364 г/см³. По структурам Перспективная и Южный Жанажол нефть относится также к типу «1».

Группа нефти определялась на основании трех параметров - содержания воды, хлористых солей и механических примесей в пробах. По пробам, исследованным в лаборатории ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» по структуре Такыр поверхностная нефть толщи P1 относится к первой, КТ-I ко второй, а КТ-II к третьей группе. Нефти структуры Перспективная и Южный Жанажол относятся к первой группе.

Содержание парафинов в составе поверхностной нефти по продуктивным толщам изменяется в диапазоне 0,94-3,55 масс%. Средняя величина парафина по горизонтам структуры Такыр составляет: P1a - 3,41 масс%, КТ-I - 1,22 масс%, КТ-II - 0,94 масс% и нефть по продуктивным горизонтам P1a и толщам КТ-I классифицируется как парафинистая, а по толще КТ-II малопарафинистая. Содержание парафинов в составе поверхностной нефти по структуре Акжол по пачке Гв изменяется в диапазоне 1,61-1,70 масс%. Средняя величина парафина составляет 1,65 масс%, нефть по пласту Гв классифицируется как среднепарафинистая. По пачке Гн данный параметр не изучен. По структуре Перспективная содержание парафина по горизонту КТ-I замерено на уровне 0,80 масс%, нефть малопарафинистая. По структуре Южный Жанажол содержание парафина по горизонту КТ-II замерено на уровне 2,18 масс%, нефть парафинистая.

Таблица 3.3.3 - Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях на стурктуре Акжол

№№ п/п	№№ скв	Толща	Пачка	Интервал перфорации, м		Дата отбора, дд.мм.гггг.	Плотность, г/см3	Хлористые соли мг/л	Содержание, масс%						Парафин		Содержание, ррт				Кислотное число, мг.КОН/л.	Давление насыщенных паров при Т=37,8°С, мм.рт.ст	Молярная масса, г/мол	Температура, °С		Кинематическая вязкость, мм2/с				Фракционный состав						Исполнитель
									Вода	смола силикател.	Асфальтены	Сера	Кокс	Механических примесей	%	температура плавления оС	сероводород	метилмеркаптан	этилмеркаптан	метил-, этилмеркаптаны				вспышки	застывание	20°С	30°С	40°С	50°С	Н.К. °С	100°С	150°С	200°С	250°С	300°С	
1	АК-1	КТ-II	Гв	3056,5	3064,5	01.01.2020	0,834	36,5	0,030	7,3	0,190	0,99	0,51	0,0042	1,61	54	26,1	79,71	7,26		0,20	157,5		-25	-45	6,53	4,95	3,93	3,21	70,0	5,0	15,0	25,0	33,0	43,0	КМГ
2	АК-1	КТ-II	Гв	3056,5	3064,5	19.01.2020	0,832	30,9	0,030	7,3	0,170	0,76	0,50	0,0048	1,63	54	110,0	210,78	18,69		0,05	157,5		-25	-33	6,52	4,93	3,92	3,20	70,0	5,0	14,0	24,0	33,0	43,0	КМГ
Среднее значение по скважине АК-1							0,833	33,71		7,3	0,180	0,88	0,51	0,005	1,62	54	68,0	145,25	12,98		0,13	157,5		-25	-39	6,53	4,94	3,93	3,21	70,0	5,0	14,5	24,5	33,0	43,0	
3	АК-5	КТ-II	Гв	2956,4	2989,7	20.10.2020	0,883	590,0	0,44	-	-	1,95	1,27	0,0084	-	-	не обнар.	не обнар.	не обнар.		0,22	-		-7	-27	23,19	14,61	9,98	7,51	105		4	9	15	28	КМГ
4	АК-5	КТ-II	Гв	2989,7	3021,4	20.10.2020	0,831	39,7	0,030	7,0	0,130	0,81	1,09	0,0048	1,67	54	11,2	195,70	15,57		0,21	180,0		-20	-36	6,49	4,86	3,79	3,10	55,0		13,0	23,0	33,0	44,0	КМГ
5	АК-5	КТ-II	Гв	3006	3035	22.01.2021	0,824	155,0	0,120	6,9	0,100	0,78	0,98	0,0046	1,70	55	не обн.	2,01	74,46		0,21	405,0		-21	-24	4,98	3,60	2,83	2,34	50,0	5,0	16,0	27,0	35,0	46,0	КМГ
Среднее значение по скважине АК-5							0,827			6,9	0,115	0,80	1,04		1,69	54		98,9	45,01		0,21	292,5		-21	-30	5,74	4,23	3,31	2,72	52,5		14,5	25,0	34,0	45,0	
Среднее значение по горизонту (КТ-II, Гв)							0,830			7,1	0,148	0,84	0,77	0,005	1,653	54	49,1	122,05	28,99		0,17	225,0		-23	-35	6,13	4,59	3,62	2,96	61,3	5,0	14,5	24,8	33,5	44,0	
6	T-13	КТ-II	Гн	2896	2941	23.11.2018	0,910*		13,0			2,30													-21											СНПС
7	T-13	КТ-II	Гн	2896	2941	24.11.2018	0,922*		7,0			2,30													-10											СНПС
8	T-13	КТ-II	Гн	2896	2941	25.11.2018	0,892		7,8			2,50													-12											СНПС
9	T-13	КТ-II	Гн	2896	2941	26.11.2018	0,896		9,2			2,60													-15											СНПС
10	T-13	КТ-II	Гн	2896	2941	27.11.2018	0,898		13,6			2,70													-13											СНПС
Среднее значение по скважине T-13 (КТ-II, Гн)							0,895					2,60													-13											

КР СТ 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, МОД)

Класс	Сера, мас. %			
	от	до		
1	0	0,6	малосернистые	
2	0,61	1,8	сернистые	
3	1,81	3,5	высокосернистые	
4	3,51	>3.51	особо высокосернистые	

Тип	Плотность, кг/м3			
	от	до		
0	<830	830	особо легкие	
1	830,1	850	легкие	
2	850,1	870	средние	
3	870,1	895	тяжелые	
4	895,1	>895,1	битуминоз.	

Группа	Хлорис.		Вода, % мас.	
	от	до	от	до
1	<100	100	<0.5	0,5
2	100	300		
3	300	900	0,5	1
Мех.примеси не > 0.05 мас. %				
Давление нас. паров до 500 мм.рт				

Вид нефти		Мас. доля, ррт	
		сероводо рода	метил-, этилмеркаптанов
	1	20	40
	2	50	60
	3	100	100

0,910* - Сомнительные значения

КМГ ТОО НИИ "Каспиймунайгаз"

СНПС АО "СНПС-Актобемунайгаз"

Состав и свойства растворенного в нефти газа**Структура Акжол**

Состав и свойства растворенного газа пластовой нефти изучены по семи пробам горизонта КТ-II, пачки Гв (скв. АК-1 - 4 пробы, скв. АК-5 – 3 пробы).

По результатам однократного разгазирования содержание метана в составе газа по всем пробам варьируется в пределах 52,74-74,90 мол.%. Концентрация этана и пропана по всем пробам принимается в диапазоне 7,88-14,46 мол.% и 6,71-13,02 мол.%. Неуглеводородная фракция растворенного газа состоит из углекислого газа (0,12-0,71 мол.%), азота (0,59-1,38 моль%) и сероводорода (0,73-2,01 мол.%).

Таблица 3.3.4 - Состав и свойства растворенного газа по стандартной сепарации

№п.п	1	2	3	4	Среднее значение по толще КТ-II	5	6
Структура	Такыр					Перспективный	Юж.Жанакол
Нескв.	T-3	T-5	T-1	T-1		L-3	ЮЖ-1
Толща	P1	КТ-I	КТ-II			КТ-I	КТ-I
Пачка	P1a	B	Г				
Абс.отм. середина инт. перф.	-1869	-2215	-2560	-2560		-2478,48	-2609,1
Дата отбора	11.08.13	22.06.14	20.04.12	26.04.12		14.11.14	19.06.2017
Непробы	1	1	1	1		1	1
Исполнитель	КМГ	КМГ	СНК	КМГ	КМГ	КМГ	
Компонент	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %
N ₂	0,34	1,65	1,35	1,08	1,21	1,41	1.106
CO ₂	0,05	0,06	0,85	1,22	1,04	0,03	0.002
H ₂ S	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
C ₁	73,02	70,94	66,57	63,71	65,14	74,53	76.26
C ₂	8,85	8,61	10,9	11,57	11,24	8,81	8.68
C ₃	7,97	7,87	9,28	10,79	10,04	6,72	6.21
i-C ₄	2,46	2,13	2,34	2,38	2,36	1,57	1.47
n-C ₄	3,85	4,41	4,21	4,42	4,31	3,23	2.91
i-C ₅	1,61	1,59	1,43	1,49	1,46	1,21	1.02
n-C ₅	0,94	1,52	1,63	1,59	1,61	1,23	1.05
Pseudo C ₆	0,69	1,07	1,16	1,27	1,21	1,04	0.8
Pseudo C ₇	0,21	0,14	0,29	0,45	0,37	0,21	0.48
Pseudo C ₈	0,03	0,00	0,00	0,03	0,01	0,02	0.018
Сумма	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100
Свойства газа							
Молярная масса	г/мол	24,3	25,0	26,10	27,0	26,56	23,63
Плотность флюида	Air-1	0,844	0,868	0,906	0,938	0,922	0,819
	кг/м ³	1,017	1,046	1,091	1,130	1,111	0,987
Теплотворная способность							
Высшая, кДж/м ³		53809	54420	56004	57716	56860	51719
Низшая, кДж/м ³		49011	49596	51081	52679	51880	47072
Сухой газ (без C ₃ -)	мол %	96,5	95,7	95,5	95,2	95,3	95,3
Состав сухого газа							
Компонент	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	мол %	
N ₂	0,35	1,72	1,41	1,13	1,27	1,48	
CO ₂	0,05	0,07	0,89	1,29	1,09	0,04	
H ₂ S	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
C ₁	75,65	74,14	69,71	66,94	68,32	78,24	
C ₂	9,16	9,00	11,41	12,16	11,79	9,25	
C ₃	8,26	8,23	9,72	11,34	10,53	7,05	
i-C ₄	2,55	2,23	2,45	2,50	2,48	1,65	
n-C ₄	3,99	4,61	4,41	4,64	4,52	3,39	
Сумма	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	101,1	
C ₂ -	23,96	24,07	27,99	30,64	29,32	21,34	

Таблица 3.3.5 - Параметры пластовой и сепарированной нефти

Показатели	Ед. изм.	Такыр			Акжол				Перспектив ная	Юж.Жана жол
		P1	КТ- I	КТ- II	КТ-II			КТ- I Р-н скв АК- 5	КТ-I	КТ-I
					Р-н скв. АК- 5	Р-н скв. АК- 1	Прогн оз для других структ ур			
Пластовое давление	МПа	20,9	22,9	25,3	32,1	32,1	32,1	20,4 9	26.9	28.9
Пластовая температура	°С	49	53	59	67	67	67	47	55.2	53.5
Давление насыщения (P _s)	МПа	7,68	18,0 7	19,1 8	20,0 6	26,2	24,52	18,7 8	25.5	22.9
Плотность пластовой нефти	кг/м ³	818, 7	734, 8	685, 8	682, 5	660, 7	673	681, 6	648,5	647
Вязкость пластовой нефти	мПа·с	3,8	1,69	0,38	0,74	0,63	0,72	0,96	0,22	0.46
Стандартная сепарация										
Газосодержание	м ³ /м ³	41	120, 2	166, 9	163, 6	209	184,9	163, 6	256,7	227.2
	м ³ /т	47,5	141, 3	204, 3	200, 7	254, 5	225,8	200, 7	306,5	271.8
Объемный коэффициент	д.е	1,10 2	1,30 7	1,43 8	1,42 4	1,53 1	1,466	1,42 6	1,682	1.631
Пересчетный коэффициент	д.е	0,90 7	0,76 5	0,69 5	0,70 2	0,65 3	0,682	0,70 1	0,595	0.613
Плотность сеп.нефти	г/м ³	0,86 4	0,85 1	0,81 7	0,81 5	0,82 1	0,818	0,81 5	0,834	0.836
Плотность газа	кг/м ³	0,91 7	0,91 0	1,01 5	0,95 9	0,91 2	0,756	0,79 6	0,987	0.8
Содержание в сепарированной поверхностной нефти										
Сера	% масс.	0,67	1,21	1,21	1,62	0,88	2,6		0,80	0.81
Парафины	% масс.	3,41	1,22	1,22	1,69	0,8			0,80	2.17

Мероприятия по охране недр

Охрана недр является обязательной частью ОС, затрагивающая вопросы недропользования. Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Указом Президента Республики Казахстан, имеющим силу закона, «О недрах и недропользовании». Так как участок работ считается практически освоенной территорией, влияние работ на геологическую среду не значительны.

На сегодняшний день не существует единого нормативного документа, где были бы собраны и систематизированы все требования охраны недр, закреплены оценочные нормативы по геологической среде при проведении работ. Общими геоэкологическими требованиями при проведении работ можно рекомендовать:

- охрана земной поверхности от техногенного изменения;
- предотвращение ветровой эрозии почв;
- максимально возможное использование нетоксичных материалов и компонентов при проведении работ;
- предотвращение возникновения пожаров и других катастрофических процессов при проведении работ.

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов.

Природоохранные мероприятия по предотвращению возможного негативного воздействия на геологическую среду включают:

- учёт природно-климатических особенностей территории (повышенную соленость

грунтов, грунтовых вод и т.д.) при проведении работ;
· при близком залегании грунтовых вод – выполнение мероприятий по сохранению естественных гидрогеологических условий.

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

4.1 Виды и объемы образования отходов

Промасленная ветошь образуется в процессе использования тряпья для протирки строительной техники, машин и т.д. Состав: тряпье — 73%, масло — 12%, влага — 15%. Пожароопасный, нерастворим в воде, химически неактивен.

Образование ветоши происходит в результате проведения технического обслуживания различного вида технологического оборудования, а также при эксплуатации автотранспорта.

Собираются отходы в специальные металлические герметизированные контейнеры $V=1\text{ м}^3$, хранятся на территории предприятия (склад S-20м²) согласно продолжительности работ, но не более 6 мес, вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией. Агрегатное состояние – твердое.

Отработанные масла - сбор их производится в специальные емкости (бочки с крышкой $V=200\text{ л}$), установленные на предприятии на площадках с твердым покрытием, срок временного хранения – не более суток. Агрегатное состояние - жидкое;

ТБО образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Сбор коммунальных отходов производится в металлические контейнеры ($V=1,5\text{ м}^3$) с герметичной крышкой, распложенные в местах образования отходов.

Сбор и вывоз согласно заключенному договору.

Согласно Приказу Министра здравоохранения Республики, Казахстан от 23 апреля 2018 года № 187 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления- Срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Агрегатное состояние – твердое.

Огарки сварочных электродов образуются в результате применения сварочных электродов при сварочных работах. Состав отхода (%): железо - 96-97; обмазка (типа $\text{Ti}(\text{CO})$) - 2-3; прочие - 1.

Собираются в специальные контейнеры ($V=0,016\text{ м}^3$), установленные в местах проведения сварочных работ, хранятся на территории предприятия (склад S-20м²) согласно продолжительности ликвидационных работ (4 суток), по мере завершения работ, вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией. Агрегатное состояние – твердое.

Отработанные аккумуляторы образуются в результате истечения срока годности и заряда в процессе эксплуатации транспортных средств. Собираются в контейнер для хранения аккумуляторов ($V=8\text{ кг}$), срок временного хранения – не более 6 месяцев. Агрегатное состояние – твердое.

Расчет объема образования отходов

Твердо-бытовые отходы

Расчёт проведён согласно РНД 03.1.0.3.01-96 Порядок нормирования объёмов образования и размещения отходов производства.

Средние нормы накопления ТБО на 1 человека в год составляют -1,06м³ / год (260 кг), удельный вес составляет 0,3 т/м³. Количество рабочих 30 человек.

Таким образом, количество образуемых твёрдо-бытовых отходов составит:

$$M_{\text{тбо}} = 1,06 * 0,3 * 30 = 9,54 \text{ т/год}$$

Объем образования ТБО составит 9,54 тонн/год.

Промасленная ветошь

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

$$N = M_o + M + W,$$

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_o – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_o$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_o$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ - расход электродов, 0,1 т/год;

α - остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,1 * 0,015 = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Металлолом

Металлолом транспортных средств

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.

$$N_{л} = 10 * 0,016 * 4,74 = 0,7584 \text{ т/год}$$

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт.;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 10 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,000125 \text{ т/год}$$

Количество аккумуляторов – 0,000125 т.

Отработанные масла

Согласно нормативам образования отходов объем отработанных масел составляет 25 % от расхода свежего масла (Справочные материалы по удельным показателям образования важнейших видов отходов производства и потребления, 1996г).

Расчёт расхода моторного масла производится по формуле:

$$M_{от} = \frac{V_{д} * H * \rho_{0,93}}{100 * 1000}, \text{ т}$$

где: $M_{от \text{ р.мотор.}}$ - количество отработанного моторного масла, т;

$M_{д}$ - нормативное количество израсходованного моторного масла по автотранспорту, работающему на дизельном топливе, т;

$V_{д}$ - расход дизельного топлива за год, л;

H - норма расхода моторных масел (л/100 л топлива);

Норма расхода масел составляет:

на 100 литров дизтоплива – 0,77 литра моторных масел;

Плотность моторного масла – 0,93 т/м³.

Таблица 4.1.2 – Предварительный расчет объемов отработанного моторного масла при строительстве скважин

Наименование топлива	Кол-во топлива, л/год	Норма расхода моторного масла, л/100 л топлива <i>H</i>	Плотность моторного масла, ρ т/м ³	Расход моторного масла т/год	Отработанное масло т/год,
Диз. топливо	108750	0,032	0,93	0,03	0,03
бензин	50750	0,024	0,93	0,01	0,01

Таблица 4.1.5 - Перечень, характеристика и масса отходов производства и потребления при проведении работ суммарно

Наименование источника образования отходов производства (технологический процесс, оборудование, структурное подразделение)	Корпус, цех, участок	Наименование отхода*	Код отхода* (уровень опасности)	Годовое количество образования отходов с учетом максимальной загрузки оборудования, технологического процесса, т
Автомобильный транспорт, оборудование	вахтовый поселок	Отработанные масла	130206	0,04
Автомобильный транспорт, оборудование	вахтовый поселок	Промасленная ветошь	150202	0,1524
Персонал предприятия	Непроизводственная деятельность	ТБО	200301	9,54
Основное производство	вахтовый поселок	Металлолом	120101	0,7584
Основное производство	вахтовый поселок	Огарки сварочных электродов	120113	0,0015
Автомобильный транспорт, оборудование	вахтовый поселок	Отработанные аккумуляторы	200133	0,000125

В настоящее время АО «СНПС-Актобемунайгаз» разработана политика, в которой определена необходимость планирования сбора, хранения, переработки, размещения и утилизации отходов, разработка единого плана управления отходами на всех этапах проведения работ, проводимых компанией. Согласно этому производится регулярная инвентаризация, учет и контроль над временным хранением и состоянием всех образующихся видов отходов производства и потребления.

Принципы единой системы управления заключаются в следующем:

1. На всех производственных объектах АО «СНПС-Актобемунайгаз» ведется строгий учет образующихся отходов. Специалистами отдела ОТ и ОС предприятия контролируются все процессы в рамках жизненного цикла отходов, и помогает установить оптимальные пути утилизации отходов, согласно требованиям законодательства РК и международных природоохранных стандартов.

2. Сбор и/или накопление отходов на производственных объектах АО «СНПС-Актобемунайгаз» осуществляется согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для сбора отходов имеются специализировано оборудованные площадки, и имеются необходимое количество контейнеров.

3. Все образующиеся отходы проходят идентификацию и паспортизацию.

4. Осуществляется упаковка и маркировка отходов.

5. Транспортирование отходов осуществляет специализированные лицензированные организации по договору.

6. Складирование и временное хранение, образующихся отходов осуществляется в специализированные контейнеры и специально оборудованные площадки.

7. По мере возможности производится вторичное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании;

8. Отходы передаются сторонним организациям по договору для размещения, утилизации, обезвреживания или переработки.

В целях оптимизации управления отходами организовано заблаговременное заключение договоров на вывоз для дальнейшей переработки/использования/ утилизации отходов производства и потребления со специализированными предприятиями, что также снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

В целях оптимизации управления отходами организовано заблаговременное заключение договоров на вывоз для дальнейшей переработки/использования/ утилизации отходов производства и потребления со специализированными предприятиями, что также снижает или полностью исключает загрязнение компонентов окружающей среды.

Отработанные масла используются повторно в производстве для смазки деталей.

Отходы бурения передаются сторонним специализированным организациям согласно договору.

Промасленная ветошь передается специализированной организации согласно договору.

ТБО вывозятся на полигон ТБО по договору со специализированной организацией.

Вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на территории предприятия, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение. В связи с этим проведение инструментальных замеров в местах временного складирования отходов не планируется.

Таблица 4.1.6 Существующая система передачи отходов

№ п/п	Наименование отхода	Куда передаются отходы
4	Отработанные масла	Передаются сторонней организации на основании договора
5	Промасленная ветошь	Передаются сторонней организации на основании договора
6	ТБО	Передаются сторонней организации на основании договора
7	Металлолом	Передаются сторонней организации на основании договора
8	Огарки сварочных электродов	Передаются сторонней организации на основании договора
9	Отработанные аккумуляторы	Передаются сторонней организации на основании договора

Основными результатами работ по управлению отходами является их полная утилизация Подрядным Компаниям.

Таблица 4.1.7 – лимиты накопления отходов на 2022 год

Наименование отхода	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	10,340025
В том числе отходов производства	-	0,800025
Отходов потребления	-	9,54
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	0,04

Промасленная ветошь	-	0,000125
Отработанные аккумуляторы	-	
Неопасные отходы		
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
ТБО	-	9,54
Металлолом	-	0,7584

5.6.1 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

Основными принципами компании в обращении с отходами являются:

- охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия;
- комплексная переработка или утилизация отходов в целях уменьшения количества отходов на территории участка.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- Атмосферный воздух;
- Подземные и поверхностные воды;
- Почвенно-растительный покров;
- Животный мир.

Анализ данных показал, что влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм. Уровень воздействия при образовании отходов производства и потребления будет минимальным, временным.

Мероприятия по снижению воздействия на окружающую среду отходами производства и потребления включают следующие эффективные меры:

- максимально возможное снижение объемов образования отходов за счет рационального использования сырья и материалов, используемых в производстве;
- рациональная закупка материалов в таких количествах, которые реально используются на протяжении определенного промежутка времени, в течение которого они не будут переведены в разряд отходов;
- закупка материалов, используемых в производстве, в контейнерах многоразового использования для снижения отходов в виде упаковочного материала или пустых контейнеров;
- принимать меры предосторожности и проводить ежедневные профилактические работы
 - для исключения утечек и проливов жидких сырья и топлива;
 - повторное использование отходов производства, этим достигается снижение использования сырьевых материалов.

5 ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Производственная и другая деятельность человека приводит не только к химическому загрязнению биосферы. Все возрастающую роль в общем потоке негативных антропогенных воздействий приобретает влияние физических факторов на биосферу. Последнее связано с изменением физических параметров окружающей среды, то есть с их отклонением от параметров естественного фона. В настоящее время наибольшее внимание привлекают изменения электромагнитных и вибро-акустических условий в зоне промышленных объектов. «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.

Акустическое воздействие

При планируемых работах источниками сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также - на флору и фауну, являются строительные машины и автотранспорт.

Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы.

Уровень шума от различных технических средств, применяемых в период строительства, представлен в таблице 50.

Таблица 5.1 Уровни шума от различных видов строительной техники при деятельности на суше

Вид деятельности	Уровень шума (дБ)
Бульдозер	90
Экскаватор	88-92
Грузовой автомобиль	90
Автосамосвал	85

Снижение уровня звука от источника при беспрепятственном распространении происходит примерно на 3 дБ при каждом двукратном увеличении расстояния, снижение пиковых уровней звука происходит примерно на 6 дБ. Поэтому с увеличением расстояния происходит постепенное снижение среднего уровня звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижения уровня звука происходит медленнее. Также следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, рельефа территории.

Так как период строительных работ непродолжительный (дневное время работы в течение 8 часов) и объект строительства располагается более чем на 100м мероприятия по защите от шума в проекте не предусматриваются.

Проектными решениями применены строительные машины, которые обеспечивают уровень звука на рабочих местах, не превышающий 85 дБ, согласно требованиям ГОСТа 12.1.003-83 «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности». Шумовые характеристики оборудования должны быть указаны в их паспортах.

Уровень шума и параметры вибрации в производственных помещениях и на рабочих местах обслуживающего персонала не должны превышать норм, указанных в «Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.

Проектом предусматриваются:

средства защиты от шума и вибрации, противошумовые наушники;
виброизолирующая площадка конструкции.

Уровень шума, создаваемый источниками физического воздействия при проведении работ не будет оказывать воздействия на расстоянии 50-100 м от источника. Принятые технологические решения, обеспечивают эквивалентный уровень звука на рабочих местах не выше 135 дБА.

Вибрация

По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Вибрация представляет собой колебания твердых тел или образующих их частиц. В отличие от звука вибрации воспринимаются различными органами и частями тела. При низкочастотных колебаниях вибрации воспринимаются отолитовым и вестибулярным аппаратом человека, нервными окончаниями кожного покрова, а вибрации высоких частот воспринимаются подобно ультразвуковым колебаниям, вызывая тепловое ощущение. Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и нервной вегетативной системы, приводит к заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

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

Основными источниками вибрационного воздействия на окружающую среду при проведении работ по подготовке площадки и строительстве первоочередных объектов будут являться строительная техника и другое оборудование.

Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения, а также применении конструктивных мероприятий на пути распространения колебаний. В плотных грунтах вибрационные колебания затухают медленнее и передаются на большие расстояния, чем в дискретных, например, в гравелистых. На этом явлении основано широко применяемое и высокоэффективное мероприятие - устройство противовибрационных экранов, т.е. траншей в грунте, заполненных дискретными материалами. Ширина траншеи должна быть не менее половины длины продольной волны или не менее 0,5 метров, а глубина должна быть не меньше длины поперечной волны и составлять в среднем от 2 м до 5 м. Такие противовибрационные экраны уменьшают передачу колебаний через грунт приблизительно на 80%. Противовибрационные экраны должны располагаться как можно ближе к источнику колебаний, что повышает их эффективность при одновременном уменьшении глубины траншеи. При расположении противовибрационных экранов дальше 5 - 6 м от источника колебаний их эффективность резко падает.

Уровни вибрации при работе строительных машин (в пределах, не превышающих 63 Гц, согласно ГОСТ 12.1.012-90) на запроектированных объектах при выполнении требований, предъявляемых к качеству строительных работ, и соблюдении обслуживающим персоналом требований техники безопасности не могут причинить вреда здоровью человека и негативно отразиться на состоянии фауны.

Воздействие электромагнитных полей и электрического тока

Построенные на месторождениях, особенно вблизи вахтового городка, воздушные линии электропередач имеют санитарные разрывы и не представляют в настоящее время опасности для персонала, работающего на месторождениях.

Вместе с тем, существующие на территории, опоры воздушных линий электропередач являются объектами, привлекающими хищных птиц. И в то же время они служат фактором риска поражения птиц электрическим током.

Степень вредности электромагнитных полей определяется интенсивностью, частотой электромагнитной волны, временем воздействия и другими факторами. Воздействие электромагнитного загрязнения окружающей среды и воздействия электрического тока на этапе строительства может быть связано с воздействием воздушных линий электропередач, работой систем связи и функционированием трансформаторных подстанций и генераторов двигателей.

Магнитное поле промышленных частот создается при эксплуатации этих устройств и является паразитным. Известно, что магнитное поле в окружающем пространстве создается проводниками с током. Таким образом, причина появления магнитного поля промышленных частот вблизи силовых трансформаторов, электродвигателей и т. п.

очевидна. В отличие от встроенных, отдельно стоящие трансформаторы, являются достаточно локальным источником магнитного поля промышленных частот исключительно на прилегающей к ним территории. Основными видами средств коллективной защиты от воздействия электрического поля токов промышленной частоты являются экранирующие устройства - составная часть электрической установки, предназначенная для защиты персонала в открытых распределительных устройствах и на воздушных линиях электропередач.

Экранирующее устройство необходимо при осмотре оборудования и при оперативном переключении, наблюдении за производством работ. Конструктивно экранирующие устройства оформляются в виде козырьков, навесов или перегородок из металлических канатов, прутков, сеток.

Переносные экраны также используются при работах по обслуживанию электроустановок в виде съемных козырьков, навесов, перегородок, палаток и щитов.

Экранирующие устройства должны иметь антикоррозионное покрытие, и заземлены.

Изменение электромагнитных свойств среды на этапе строительно-монтажных работ и эксплуатации не ожидается.

Радиационная безопасность.

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;

принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному фону облучением;

принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;

принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;

снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

В производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мкЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мкЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте -2,5 мкЗв/час;

удельная активность в производственной пыли – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -40/f, кБк/кг, где f- среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;

удельная активность в производственной пыли – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда -27/f, кБк/кг.

Мероприятия по радиационной безопасности.

Общеизвестно, что природные органические соединения, в том числе нефть и газ являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом. Поэтому настоящим отчетом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

Ежемесячный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама для определения концентрации в них радионуклидов.

Проведение инструктажа обслуживающего персонала о правилах и режиме работы в случае обнаружения пластов (вод) с повышенным уровнем радиоактивности.

Объектами постоянного радиометрического контроля должны быть места хранения нефти и ее транспорта, бурильные трубы.

В случае вскрытия пласта с повышенной радиоактивностью предусматривается произвести отбор проб на исследование следующих компонентов: шлама или керна горных пород, бурового раствора на выходе из скважины, отходов бурения.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

Проведение замеров удельной и эффективной удельной активности природных радионуклидов в производственных отходах.

Определение мощности дозы гамма-излучения, содержащихся в производственных отходах природных радионуклидов на расстоянии 0,1 метра от поверхности отходов и на рабочих местах (профессиональных маршрутах).

С обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

Мероприятия по охране здоровья, труда и окружающей среды (ОЗТОС).

Охрана здоровья, труда и окружающей среды являются важнейшими аспектами в работе.

Весь персонал должен пройти медицинское освидетельствование при приеме на работу. По рекомендации медицинских служб должны быть предприняты профилактические меры по иммунизации и предотвращению заболеваний. Персонал, занятый работами, связанными с опасностью для здоровья (например, шум, напряжение, работа с химикатами и т.д.) должен регулярно проходить медицинский осмотр для освидетельствования возможного заболевания или получения повреждения. Отсутствие персонала на рабочем месте по причине заболевания должно быть подтверждено медицинским работником или общественным учреждением.

Употребление или нахождение под воздействием алкоголя, наркотиков и других токсических средств на рабочем месте, в железнодорожном или автомобильном транспорте при транспортировке к месту работ и обратно, в рабочее время запрещено.

Руководители и ответственные работники должны действовать строго в соответствии с должностными инструкциями.

Региональный менеджер несет полную ответственность за выполнение политики ОЗТОС и координирует работы по эвакуации в аварийных случаях. Начальник буровой находится на территории работ и несет полную ответственность за соблюдение стандартов и требований руководств по ОЗТОС, наблюдает за качеством данных и руководит выполнением производственных задач. Он помогает организовать работу всех подразделений путем проведения собраний, а также на индивидуальной основе с начальниками отрядов, топографом, механиком и инженером по ОЗТОС.

Инженер ОЗТОС всегда должен быть на месте для соблюдения всех требований по технике безопасности, охраны окружающей среды при проведении работ. Советники / ответственные работники ОЗТОС должны быть компетентны, иметь достаточный опыт для выполнения своих обязанностей, обладать всеми знаниями руководства ОЗТОС.

Медицинское сопровождение должно быть организовано надлежащим образом для проведения работ. Должно быть обеспечено необходимое оборудование, медикаменты, медицинские аптечки по оказанию первой помощи.

Будут разработаны процедуры на случай чрезвычайной ситуации, например, несчастного случая в поле, пожара, вспышки заболевания, потери человек и т.д. В планах ответственных мер на возникновение чрезвычайных ситуации должен участвовать персонал всех подразделений, участвующих в работах, связь между которыми поддерживается регулярно.

Обязательным является инструктаж работников по рабочим процедурам, правилам практической безопасности и использования средств индивидуальной защиты (СИЗ), обязанностей на случай возникновения ЧС и действующих правил. Все работники должны пройти необходимое обучение и инструктаж по технике безопасности на рабочем месте перед началом работ, кроме того, предусматривается проведение регулярного дополнительного инструктажа во время работ. Курс обучения и инструктажа должен включать в себя требования местного законодательства, правила Заказчика, политику и процедуры ОЗТОС подрядчика.

Должна быть налажена система расследования несчастных случаев и инцидентов на месте и системы отчетности. Заказчик должен быть немедленно информирован о несчастном случае, угрожающем инциденте или едва не случившемся инциденте.

Полевой лагерь должен занимать минимальную площадь, однако, с соблюдением всех требований ОЗТОС. По возможности, максимально должны использоваться природные расчищенные площадки. Также максимальным образом должна сохраняться растительность на месте расположения вахтового поселка.

Удобная, безопасная и защищенная устанавливаемая электрическая система должна соответствовать общепризнанным стандартам. Особое внимание должно быть уделено заземлению, изоляции, распределению максимальной токовой защиты и устройств остаточного тока. Ответственным за обслуживание электрической системы должен быть назначен человек, имеющий соответствующую квалификацию.

Жилища должна быть устроена таким образом, чтобы обеспечить защиту от ветра, дождя и экстремальных температур, а также достаточную защиту от насекомых. Весь персонал (мужской и женский) должен быть обеспечен соответствующим количеством удобных туалетов и душевых. Участки проведения ремонтных работ должны иметь достаточный размер и иметь соответствующие оборудования для проведения срочных ремонтов и каждодневного техобслуживания.

Гигиена должна постоянно поддерживаться на высоком уровне. Особое внимание должно быть уделено приготовлению пищи и качеству питьевой воды. Задача хозяйственно-бытовой службы – организовать должный уровень обслуживания на протяжении всего периода работ, при этом особое внимание должно уделяться правильному хранению, контролю и уничтожению отходов.

Допустимо использование утвержденных видов инструментов, машинного и другого оборудования, компрессорных систем, которые устанавливаются, обслуживаются и работают в соответствии с инструкциями производителей, людьми, имеющими соответствующие полномочия и квалификацию. Все приборы и оборудования должны быть размещены согласно международным промышленным стандартам. Сертификат соответствия технике безопасности должен быть на все оборудование, где это уместно и предъявляться по первому требованию. Соответствующие надписи относительно опасного места работ и оборудования должны быть установлены на хорошо обзриваемой позиции.

Весь персонал должен носить одежду, соответствующую для проведения текущих работ, погодных условий и условий окружающей среды.

При необходимости, связанной с организацией безопасного ведения работ персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты. С ним относятся защитная одежда, защитные средства для глаз, лица и волос, защитная обувь, жесткие головные уборы (каска), теплозащитные средства, респираторы и т.д. СИЗ должны применяться в соответствующих условиях проведения работ, согласно указаниям, инструкциям и общепринятой практике и меняться по мере их износа.

Должно быть обеспечено соответствующее оборудование для спасения жизни, противопожарные средства, средства эвакуации и медицинское оборудование, необходимое на случай ЧС. Все перечисленное оборудование должно быть зарегистрировано. Местоположение оборудования должно быть четко указано.

Предупреждающая надпись об ограничении доступа должна быть помещена на внешней части ограждения на месте проведения горячих работ (сварка, резка, дробление).

Соответствующие стандарты и процедуры ОЗТОС должны применяться в отношении контроля, безопасной переноски, хранения, транспортировки и распоряжения опасных материалов (включая отходы). Меры контроля включают в себя предупреждающие / идентифицирующие надписи, противопожарную защиту, безопасные дистанции, предотвращение разлива, вентиляцию, сегрегацию несовместимых материалов, регулярные проверки / инспекции, оборудование скорой помощи, обучение персонала использованию СИЗ.

Специальные средства защиты от шума должны быть использованы там, где уровень шумов постоянно превышает 90 дБ.

Должны быть приняты меры для максимального снижения уровня пыли, для того, чтобы обеспечить людям безопасную среду на рабочем месте.

Респираторные средства защиты должны применяться там, где персонал подвержен потенциальной опасности токсического загрязнения воздуха при выполнении своих обязанностей или в местах с недостатком кислорода.

Количество и степень вредности отходов должна быть минимизирована. Если нет специальных приспособлений для утилизации отходов, отходы должны быть обработаны в соответствии с действующими правилами и законодательством. По завершению работ место расположения лагеря должно быть полностью очищено. Руководство по работе с отходами должно гарантировать, что риск здоровью и безопасности персонала, а также окружающей среде в целом будет минимальным.

6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ И ЖИВОТНЫЙ МИР

6.1 Почвенный покров

Почвенный покров Актыбинской области подчинен общим закономерностям природной широтной зональности и высотной поясности.

Постепенное изменение биоклиматических факторов с севера на юг предопределило формирование на территории трех широтных почвенных зон, четырех подзон и одного высотного пояса.

Горизонтальные зоны обычных равнин:

1. Степная зона с 2-мя подзонами:

- умеренно-засушливых степей на черноземах южных и сопутствующих им почвах;
- сухих степей на темно-каштановых, включая малогумусные (средне-каштановые),

и им сопутствующих почвах.

2. Пустынно-степная (полупустынная) зона на светло-каштановых и сопутствующих им почвах.

3. Пустынная зона (холодных евроазиатских пустынь) с 2-мя подзонами:

- северных, местами остепненных пустынь на бурых и сопутствующих им почвах;
- типичных пустынь на серо-бурых, светло-бурых и сопутствующих им почвах.

При выделении горных зон были объединены территории, обладающие ландшафтной и почвенной общностью, характеризующейся и представленной одним или двумя типами одноименных зональных почв:

Вертикальные зоны гор, межгорных долин и предгорных равнин:

4. Низкогорная, местами среднегорная или (и) предгорная степная зона с ландшафтными поясами: степные горные и предгорные черноземы обыкновенные и южные с горностепными солонными почвами; сухостепные темно-каштановыми почвами; горностепными солонными поясами - горностепные термоксероморфные и горные темнокаштановые почвы.

Территория Актыбинской области представлена рядом зональных почвенных типов, подтипов и родов почв:

1) Тип: черноземы.

Подтип: черноземы южные. Род: черноземы южные солонцеватые, черноземы южные карбонатные, черноземы южные фосфоритные, черноземы южные малоразвитые и неполноразвитые (ксероморфные) щебнистые.

2) Тип: каштановые. Подтип: темно-каштановые. Род: темно-каштановые карбонатные, местами остаточнокарбонатные, темно-каштановые солонцеватые, темно-каштановые фосфоритные, темнокаштановые малоразвитые и неполноразвитые (ксероморфные) щебнистые.

Подтип: средне-каштановые. Род: средне-каштановые карбонатные, местами остаточнокарбонатные; средне-каштановые солонцеватые, средне-каштановые малоразвитые и неполноразвитые (ксероморфные) щебнистые.

Подтип: светло-каштановые. Род: светло-каштановые карбонатные, местами остаточнокарбонатные; светло-каштановые солонцеватые, светло-каштановые малоразвитые и неполноразвитые (ксероморфные) щебнистые.

3) Тип, подтип: лугово-каштановые.

4) Тип: бурые.

Подтип: бурые пустынные. Род: бурые пустынные солонцеватые; бурые пустынные малоразвитые щебнистые.

Подтип: серо-бурые. Род: серо-бурые пустынные, местами со светло-бурыми; серобурые пустынные солонцеватые, местами со светло-бурыми; серо-бурые пустынные малоразвитые щебнистые.

5) Тип, подтип: лугово-бурые.

б) Тип, подтип: такыровидные и такыры, местами со светло-бурыми такыровидными.

Горные почвы (почвы вертикальной зональности крутых и покатых горных склонов) представлены горными каштановыми почвами.

Кроме зональных почв в области широко распространены интразональные почвы: луговые, лесолуговые, солонцы, солончаки континентальные, солончаки местами с обсохшими морскими засоленными осадками; пески пустынно-степные; пески пустынные с почвообразованием бурого типа. Эти почвы не связаны со строгой закономерностью распределения почв, связанных с природной зональностью и могут находиться в несвойственных им зонах в виде пятен или отдельных массивов.

Для территории Актюбинской области также характерна высокая комплексность почвенного покрова, особенно широко распространены комплексы зональных солонцеватых почв с солонцами: черноземы южные солонцеватые с солонцами; темно-каштановые солонцеватые с солонцами; средне-каштановые солонцеватые с солонцами, светлокаштановые солонцеватые с солонцами; лугово-каштановые с солонцами.

Одной из ведущих особенностей почвенного покрова рассматриваемой территории является его легкий механический состав. Он накладывает глубокий отпечаток на физико-химические свойства почв.

Мониторинг почвенного покрова

Мониторинг почв на месторождения является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках (СЭП)*, на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Проводимый экологический мониторинг осуществляет контроль состояния почв с целью сохранения их ресурсного потенциала, обеспечения экологической безопасности производства, условий проживания и ведения трудовой деятельности персонала.

Таблица 6.1.1 Сведения по мониторингу воздействия на почвенный покров

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
Граница СЗЗ м/р «Такыр-1» Юг	Нефтепродукты	не норм-ся	11,13	-	Не требуется
	Свинец	32	3,26	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,28	-	Не требуется
	Медь	3	0,47	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,57	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,21	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-1» Север	Нефтепродукты	не норм-ся	13,24	-	Не требуется
	Свинец	32	2,35	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,27	-	Не требуется
	Медь	3	0,37	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,48	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,21	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-1» Восток	Нефтепродукты	не норм-ся	13,82	-	Не требуется
	Свинец	32	2,19	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,26	-	Не требуется
	Медь	3	0,31	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,54	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,29	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-1» Запад	Нефтепродукты	не норм-ся	12,48	-	Не требуется
	Свинец	32	2,31	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,15	-	Не требуется
	Медь	3	0,24	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,34	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,19	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-3» Юг	Нефтепродукты	не норм-ся	13,15	-	Не требуется
	Свинец	32	2,46	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,24	-	Не требуется
	Медь	3	0,49	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,51	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,17	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-3» Север	Нефтепродукты	не норм-ся	12,46	-	Не требуется
	Свинец	32	3,11	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,26	-	Не требуется
	Медь	3	0,45	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,72	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,14	Не превышает	Постоянный контроль

Граница СЗЗ м/р «Такыр-3» Восток	Нефтепродукты	не норм-ся	13,27	-	Не требуется
	Свинец	32	0,32	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,27	-	Постоянный контроль
	Медь	3	0,36	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,42	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,17	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-3» Запад	Нефтепродукты	не норм-ся	13,21	-	Постоянный контроль
	Свинец	32	0,19	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,24	-	Постоянный контроль
	Медь	3	0,26	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,19	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,16	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-5» Юг	Нефтепродукты	не норм-ся	12,3	-	Постоянный контроль
	Свинец	32	2,31	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,24	-	Постоянный контроль
	Медь	3	0,19	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,33	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,24	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-5» Север	Нефтепродукты	не норм-ся	12,33	-	Постоянный контроль
	Свинец	32	2,15	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,24	-	Постоянный контроль
	Медь	3	0,43	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,39	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,24	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-5» Восток	Нефтепродукты	не норм-ся	12,38	-	Постоянный контроль
	Свинец	32	2,32	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,21	-	Постоянный контроль
	Медь	3	0,32	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,39	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,24	Не превышает	Постоянный контроль
Граница СЗЗ м/р «Такыр-5» Запад	Нефтепродукты	не норм-ся	12,38	-	Постоянный контроль
	Свинец	32	2,74	Не превышает	Постоянный контроль
	Кадмий	не норм-ся	0,21	-	Постоянный контроль
	Медь	3	0,39	Не превышает	Постоянный контроль
	Цинк	23	0,47	Не превышает	Постоянный контроль
	Никель	4	0,18	Не превышает	Постоянный контроль

6.2 Оценка воздействия на почвенный покров

Разнообразие условий почвообразования приводит к неоднородности почвенного покрова, сложной структурой и многообразием комбинаций почв. Особенности почвенного покрова являются:

- низкое содержание гумусовых веществ и минеральных элементов питания, небольшая мощность гумусового горизонта почв;
- карбонатность почв и щелочная реакция почвенной среды;
- развитие процессов засоления почв;
- значительное распространение техногенно нарушенных земель.

Из-за жестких природно-климатических условий формирования и неблагоприятных агропроизводственных свойств, все пустынные почвы обладают низким естественным плодородием, использование их в земледелии без орошения и проведения сложных мелиоративных мероприятий невозможно. Основное сельскохозяйственное назначение земель –низко продуктивные сезонные пастбища. Значительные площади земель, занятые сорами, непригодны для ведения сельскохозяйственного производства землями, и относятся к неудобьям.

На рассматриваемой территории распространены следующие почвы:

- бурые пустынные солончаковатые;
- бурые пустынные солончаковые;
- лугово-бурые солончаковатые;
- лугово-бурые солончаковые;
- луговые приморские засоленные (солончаковые и солончаковатые);
- солончаки приморские;
- солончаки соровые;
- пески мелкобугристые закрепленные;
- пески мелкобугристые полужакрепленные;
- пески барханные;
- песчаные отложения
- техногенно-нарушенные.

Объекты будут размещены на территории, уже испытывающей определенные нагрузки вследствие ведения нефтедобычи. Техногенное воздействие хозяйственной деятельности на экологическое состояние почв проявляется, прежде всего, в механических нарушениях и повреждении земной поверхности и почв, а также химическом загрязнении производством.

6.3 Рекультивация земель

Земельному Кодексу Республики Казахстан раздел IV, Глава 17, статья 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

В период бурения скважин произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении монтаж буровых работ. После окончания буровых работ, освоения (испытания) скважин и демонтажа оборудования исполнитель должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется

опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);

- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории);

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, которых сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов.

6.4 Растительный и животный мир

Растительный мир области весьма разнообразен: злаковые в степи, полыни в пустыне, каменистые склоны Мугалжарских гор покрыты редким кустарником. В речных долинах и лощинах гор осиново-березовые рощи, древесная растительность более характерна для северных районов области в виде пойменных лесов и березово-осиновых рощ.

Северо-западная часть области занята ковыльно-разнотравной и полынно-злаковой степью на чернозёмных и тёмно-каштановых почвах с пятнами солонцов; по долинам рек — луговая растительность, рощи из тополя, осины, берёзы, заросли кустарников.

Средняя и северо-восточная части заняты злаково-полынной сухой степью на светло-каштановых и серозёмных слабосолонцеватых почвах. На юге расположены полынно-солянковые полупустыни и пустыни на бурых солонцеватых почвах с массивами песков и солончаков. Много грызунов (степные пеструшки, суслики, тушканчики), хищных (волк, корсак) сохранились антилопы сайга и джейран.

Город Актобе и вся северная часть Актюбинской области относится к западному степному участку, в котором, в отличие от других степных участков, обитают представители европейских лесных видов. Кроме того, в западном степном участке пустынная фауна богаче, чем в остальных степных участках. Широко распространённый пустынный вид перевязок здесь встречается лишь изредка, из Монгольской фауны обычно можно встретить хомячка Эверсмана.

Область относится к двум рыбопромысловым районам: западная часть области относится к Урало-Каспийскому району, восточная — к Иргиз-Торгайскому участку Аральского района. Ихтиофауна крупных рек, прудов и водохранилищ представлена главным образом промысловыми видами. Несмотря на обилие промысловых видов рыб, рыбохозяйственное значение их невелико. Наиболее распространены плотва, карась, обыкновенный окунь, красноперка, лещ, сазан, линь, пескарь, щука, ёрш и др.

Видовой состав ихтиофауны наиболее крупного водохранилища - Актюбинского насчитывает восемь видов. Это лещ, карась серебряный, сазан, плотва, язь, судак, окунь, ёрш. Ценным промысловым видом является сазан, судак, карась серебряный.

На территории области обитает 4 вида земноводных. Наиболее широко распространена зеленая жаба, которая селится на степных участках, по поймам рек, в лесополосах и агроценозах. В поймах рек, по берегам озёр и в долинах временных водотоков распространены озерная и остромордая лягушки, обыкновенная чесночница.



Рисунок 2.4 - Озерные лягушки на р.Темир

Основу пресмыкающихся в регионе составляет пустынный комплекс: среднеазиатская черепаха, пискливый, серый и каспийский гекконы, такырная, ушастая и круглоголовка-вертихвостка, степная агама, быстрая ящурка, песчаный и восточный удавчики и стрела-змея. Наиболее массовыми являются разноцветная ящурка, быстрая ящурка, ушастая круглоголовка и круглоголовка вертихвостка.

Среди кустарниково-травянистой растительности встречается разноцветная ящурка, наиболее многочисленная на песках, поросших полынью и песчаной осочкой.

На песчаных массивах обитает быстрая ящурка.



Рисунок 2.5 - Быстрая ящурка в песках

Фауна птиц насчитывает около 250 видов и представлена степными и пустынными видами. Наиболее плотно заселены поймы рек, пойменные леса и луга, лесные колки, берега водохранилищ, агроценозы с системой лесозащитных насаждений с определенным видовым и количественным составом птиц.

На открытых степных пространствах встречается более 95 видов птиц, из них не менее 25 гнездится. Наиболее многочислен полевой жаворонок, обычными и фоновыми являются серый жаворонок, полевой конек, обыкновенная каменка, каменка-плясунья. Изредка здесь гнездятся журавль-красавка, степной орел, серая куропатка, перепел, стрепет, кречетка, северная бормотушка, желчная овсянка, жаворонки (белокрылый, степной, серый, черный), серая славка и другие.

В поймах реки Жайык и его притоков, на водохранилищах, где преобладает древесно-кустарниковая растительность, обитают большой пестрый дятел, вертишейка, черный коршун. По обрывистым берегам обитают щурка, сизоворонка, зимородок.

6.5 Охрана почвенно-растительного покрова и животного мира

Для бальной оценки степени воздействия необходимо в первую очередь, четкое определение типов, видов воздействия и источников нарушения и загрязнения. Виды воздействия можно разделить на две категории:

- непосредственное, т.е. осуществляется прямой контакт источников воздействия с почвенно-растительным покровом;
- опосредственное (вторичное), т.е. осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Под источником нарушения и загрязнения понимаются технологические процессы, воздействующие на компоненты природной среды, в том числе на почвенно-растительный покров.

При строительстве поисково-разведочных скважин возможны следующие воздействия на почвы:

- по типу (физическое и химическое);
- по степени воздействия (поверхностно-действующие, трансформирующие, дезинтегрирующие);
- по продолжительности воздействия (разовые, ритмичные, нерегулярные);
- по масштабу воздействия (узколокальные, локальные, расширенные).

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров при движении автотранспорта. К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных аварийных ситуациях.

Воздействие на растительный покров может быть оказано как прямое, так и косвенное. В ходе этапа реализации проекта наибольшее воздействие могут оказывать факторы прямого воздействия:

- механическое нарушение и прямое уничтожение растительного покрова спецтехникой и персоналом;
- возможное запыление и засыпание через атмосферу растительности и, как следствие, ухудшение условий жизнедеятельности растений;
- угнетение и уничтожение растительности в результате химического загрязнения;
- изменение флористического состава растительных сообществ за счет внедрения и изъятия видов.

Животный мир

Совокупность факторов (воздействий), оказывающих отрицательное влияние на животных при проведении строительных работ по проекту можно условно подразделить на прямые и косвенные:

- прямые воздействия обуславливаются созданием искусственных препятствий на миграционных путях, шумом транспортных средств;
- косвенные воздействия обуславливаются сокращением площади местообитаний, пастбищных площадей в результате развития эрозионных и криогенных процессов, механического повреждения растительного покрова, загрязнения атмосферы и грунтовой среды и т.п.

Воздействие на животный мир при проведении работ во многом зависит от резких локальных изменений почвенно-растительных условий местообитания и регионального проявления фактора беспокойства.

Работа большого количества спецтехники и персонала неизбежно приведет к временному вытеснению с территории ряда ландшафтных видов млекопитающих и птиц. Основными составляющими проявления фактора беспокойства являются шум работающей техники, передвижение людей и транспортных средств. Запланированные строительные

работы не окажут существенного влияния на представителей животного мира, так как участок ведения работ расположен на освоенной территории.

В освоенных районах, как воздействия, так и их последствия могут быть относительно легко предотвращены или ослаблены.

7 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

Обязательным при строительстве проекта является рассмотрение социально-демографических показателей, санитарно-гигиенических условий проживания населения в регионе проведения работ.

В административном отношении Байганинский район Актюбинской области Республики Казахстан в пределах листов М-40 и L-40. Планируемые работы по бурению 3 скважин на структуре Акжол будут проводиться на территории Байганинского района.

Расстояние от крайней точки геологического отвода до села Караулкелды Байганинского района - 111 км; до села Жагабулак Мугалжарского района 35 км. До г.Актобе примерно 250км. Расстояние до автомобильной дороги республиканского значения 80км.

Демография

Численность населения определяется при переписи. В период между переписями данные о численности и возрастно-половым составе населения получают расчетным путем, опираясь на данные переписи и текущего учета движения населения.

Актобе занимает четвертое место среди городов Казахстана по числу жителей и является самым крупным городом Западного Казахстана. Население — 512 452 человек (на 1 января 2021 года). Национальный состав весьма разнообразен. Наиболее многочисленны казахи (79 %) и русские (14,8 %). Преимущественное вероисповедание горожан — ислам и христианство. Формирующаяся Актюбинская агломерация, которая в будущем должна «вместить» 1,3 млн человек, включает в себя несколько десятков населённых пунктов вблизи Актобе.

Актобе занимает первое место по численности населения в Западном Казахстане и является четвертым городом в стране по этому показателю (после Алма-Аты, Нур-Султана и Шымкента). С пятого на четвертое место по количеству жителей Актобе поднялся в октябре 2019 года, когда численность населения города достигла 497 381 жителей. К концу 2020 года население города перешагнуло отметку в 500 тыс. человек и на начало 2021 года составляет 512 452 человек. Плотность населения на территории городской администрации (2338 км²) составляет 219,2 человек на км².

Есть несколько причин такого изменения позиций. Во-первых, органы статистики стали учитывать 59 тыс. жителей сельских округов вблизи Актобе, расформированных в 2018 году и включённых в состав города. Во-вторых, естественный прирост населения в Актобе за 9 месяцев 2019 года составил 6807 человек. В-третьих, за тот же период в Актобе наблюдался миграционный прирост в размере 2580 человек.

Актобе является одним из самых быстрорастущих городов Казахстана — в 2003—2013 годах численность населения возросла на 50 %. Для сравнения, население городов Туркестан, Жанаозен и Каскелен, показавших самые впечатляющие темпы роста, за указанный период выросло на 78 %. Росту населения города способствует повышение уровня рождаемости и снижение количества детских смертей.

Главными источниками роста населения города являются естественный прирост и миграция. Так (данные по территории, подчинённой городской администрации) за период с 1 января 2011 года по 1 октября 2015 года естественный прирост населения составил 36 158 человек, а положительное сальдо миграционного прироста составило 3798 человек, однако последний показатель скрывает разнонаправленные потоки миграции:

- миграция за пределы СНГ (в основном выезд в Германию этнических немцев, а также русских как членов смешанных семей) незначительна, её сальдо составило 76 человек, при этом миграционный отток в Германию составил 103 человека, миграционный обмен с другими странами вне СНГ был слабо положителен;
- миграция в пределах СНГ имела незначительное положительное сальдо (371 чел.), однако это результат взаимной компенсации двух значительных миграционных потоков: оттока русских (миграционное сальдо — 1 221 чел., в основном в Россию) и

притока этнических казахов (миграционное сальдо 1173 чел., в основном из стран Средней Азии);

- миграционный обмен с другими регионами Казахстана имел отрицательное сальдо миграции – 5 437 чел., в основном это был отток этнических казахов (сальдо –5 073 чел.);
- внутриобластные миграции формировали миграционный приток населения 9 685 человек.

Таблица 7.1 – Численность населения Актюбинской области по годам

Численность населения Актюбинской области									
2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
↗367 391	↗371 357	↗377 752	↗387 807	↗450 154	↗476 967	↗487 994	↗497 381	↗500 803	↗512 452

В начале 2020 года на территории, подчинённой городскому акимату, проживало 500 757 человек, из них мужчин — 236 939 человек, женщин — 263 818 человек. 150 179 человек находились в возрастной группе 0-15 лет (77 710 мужского и 72 469 женского пола). 299 062 человека были в трудоспособном возрасте 16-62 года у мужчин (144 527 человек) и 16-57 лет у женщин (154 535 человек). Людей в пенсионном возрасте — 51 516 человек, из них мужчин — 14 702 человек, женщин — 36 814 человек

Этнический состав населения города разнообразен. По результатам переписи населения в 2009 году, самой многочисленной этнической группой на территории городской администрации Актобе были казахи. Вслед за ними со значительным отставанием расположились русские, ранее преобладавшие в городе. Доля украинцев, татар, немцев, корейцев и прочих национальных меньшинств незначительна

По данным на начало 2021 года, население городской администрации Актобе составляло 57,3 % населения области, при этом в Актобе проживают 73,32 % всех русских в области. Аналогичная ситуация сложилась и у татар (73,20 %), корейцев (85,31 %), азербайджанцев (75,88 %), армян (81,09 %).

Промышленность

Актюбинская область является крупным промышленно развитым регионом Казахстана.

Актюбинский регион обладает богатой минерально-сырьевой базой, насчитывающей 340 месторождений полезных ископаемых. На ее территории сосредоточены все запасы казахского хрома, 55 % — никеля, 40 % — титана, 34 % — фосфоритов, около 10 % разведанных запасов и 30 % прогнозных ресурсов углеводородного сырья Казахстана, 4,7 % — цинка, 3,6 % — меди, 2 % — алюминия, 1,4 % — угля от общих запасов в стране. Здесь также находится Актюбинское нефтяное месторождение, открытое в 1965 году.

Область занимает второе место в мире по запасам хромитовых руд — более 400 млн тонн, третье место в Казахстане по запасам медных руд — 100 млн. тонн и нефти — 900 млн тонн, а также четвертое место в стране по запасам газа. Здесь сконцентрирована вся добыча хромовой руды, производство рентгеноаппаратуры и более четверти казахстанских ферросплавов. Ведущей отраслью экономики региона является промышленность. Она имеет многоотраслевую структуру и включает: горнодобывающую и нефтегазоперерабатывающую промышленность, черную и цветную металлургию, машиностроение, химическую, легкую и пищевую промышленность, производство строительных материалов.

С первого полугодия 2020 г. наблюдалось снижение объемов промышленности. Индекс физического объема составил 98,3%. Также в течение года имели место различные факторы, влияющие на динамику промышленности. Рост промышленности в области

составил 103% или 1 750,5 млрд тг. В горнодобывающей отрасли ИФО составил 103,8% или в суммарном выражении 1 034,6 млрд тг. Рост обеспечен за счет увеличения добычи: цинковых концентратов – рост на 12,4 тыс. т., медных концентратов – на 6,3 тыс. т., медно-цинковой руды – на 4,7 тыс. т. и др.). Вместе с тем, с апреля по октябрь 2020 г. область по показателю обрабатывающей промышленности находилась на последних местах по республике (15-17 места). Однако с ноября 2020 г. после ряда проведенных мероприятий и увеличения объемов производства удалось нагнать положительные темпы развития. Так, по итогам 2020 г. ИФО обрабатывающей промышленности составил 103,9% или 603,6 млрд тг. (5 место из 17). Рост обеспечен за счет увеличения производства: ферросплавов – на 14,8 тыс. т., рельсовой продукции – на 11,3 тыс. т., машиностроение – рентген аппараты – в 2 раза, фармацевтической продукции.

Также за последние 3 года доля обрабатывающего сектора в структуре промышленности увеличилась с 29 до 34,6%.

Сельское хозяйство

Общая площадь земель сельскохозяйственного назначения Актыбинской области по состоянию на 1 января 2020 года составляет 10 672,3 тыс. га, в том числе пастбища — 9434,4 тыс. га, пашни — 715,8 тыс. га, сенокосы — 133,8 тыс. га, пахотнопригодные земли — 247,9 тыс. га, многолетние насаждения — 0,6 тыс. га, огороды — 0,6 тыс. га, прочие земли 139,2 тыс. га.

Валовый выпуск продукции и услуг сельского хозяйства в целом по области в 2019 году составил 275,2 млрд тг, что выше уровня соответствующего периода предыдущего года на 3,7 %. За последние три года рост производства валовой продукции составил 136,6 %.

Основными направлениями развития АПК области является животноводство, при этом развивается и растениеводство. В отрасли животноводства объем валовой продукции в 2019 году составил 174,7 млрд.тенге, растениеводство 99,4 млрд.тенге.

Рост объема производства продукции сельского хозяйства в 2019 году обусловлен увеличением объемов забоя скота и птицы в живом весе на 8,5 %, надоев сырого коровьего молока — на 3,2 %, яиц куриных — на 2,6 %.

На 1 января 2020 года по сравнению с аналогичной датой прошлого года во всех категориях хозяйств численность лошадей увеличилась на 12,1 % и составила 144,3 тыс. голов, крупного рогатого скота — соответственно на 6,3 % и 493,5 тыс. голов; овец — на 1,2 % и 981,2 тыс. голов; коз — на 4,6 % и 145,8 тыс. голов; птицы — на 7,7 % и 1310,5 тыс. голов; верблюдов — 1,9 % и 17,8 тыс. голов; свиней — на 1,8 % и 58,4 тыс. голов.

Согласно утвержденной структуре посевов в 2020 году посеvy сельскохозяйственных культур планируется провести на площади 787,0 тыс.га, в том числе 457,3 тыс.га зерновых и зернобобовых культур, 35,2 тыс.га масличных культур, 282,2 тыс.га кормовых культур, 6,3 тыс.га картофеля, 5,9 тыс.га бахчевых культур.

Для дальнейшего увеличения валовой продукции сельского хозяйства разработана „Программа развития АПК Актыбинской области на 2020—2025 годы“. В соответствии с указанной Программой предусматривается увеличение в течение 5 лет производительности труда в АПК и экспорта переработанной сельскохозяйственной продукции как минимум в 2,5 раза по сравнению с 2017 годом. При этом до 2025 года по области планируется увеличить объем производимой валовой продукции до 444,5 млрд тенге, из них по животноводству 289,0 млрд тенге, растениеводству 155,5 млрд тенге.

Строительство

В Актыбинской области в 2020 году за счет всех источников финансирования построили 940 тыс. квадратных метров жилья.

Темпы строительства жилья в области в последние годы растут. Уже второй год количество сданных в эксплуатацию заветных квадратных метров будет достигать почти

одного миллиона. А это около 9 тыс. новых квартир. Активно застраиваются жилые комплексы Батыс-2 и Нур Актобе. В последнем уже активно идет застройка четвертого микрорайона. Там же планируется открыть третью по счету в жилом массиве школу на 900 мест.

По линии Жилстройсбербанка будет построено 90 тыс. квадратных метров. Это жилье, возводящееся в рамках государственной программы «Нұрлы жер». К концу года в эксплуатацию будет сдано 1 810 квартир. Дома строятся за счет облигационных займов. На эти цели выделено 8,7 млрд тенге.

Сейчас по госпрограмме реализуется жилье, построенное ранее в массиве Нур Актобе. Все квартиры сданы в чистовой отделке. Площадь однокомнатных квартир варьируется в пределах 37,2-52,4 кв. м, двухкомнатных — 54,3-68,3 кв. м, трехкомнатных — 67,7-92,1 кв. м. Стоимость одного квадратного метра однокомнатной квартиры составляет 120 тыс., двухкомнатной — 135 тыс., трехкомнатной — 130 тыс. тенге.

В Актобе продолжают строить арендное жилье без права выкупа. Это 33,6 тыс. квадратных метров жилья, или 534 квартиры. 161 квартиру распределят между многодетными семьями и 373 — между социально уязвимыми слоями населения. Если в областном центре это будут девятиэтажки, то в районах — трехэтажные дома. На строительство арендного жилья из республиканского бюджета выделено 3,5 млрд тенге.

Помимо этого, по линии СПК продолжено строительство кредитного жилья. На 2020 год было запланировано сдать 21,3 тыс. квадратных метров, или 315 квартир. Дом строилась за счет собственных средств СПК для сотрудников.

В жилом массиве Батыс-2 строительные компании планируют возвести и сдать в эксплуатацию в этом году 170 тыс. квадратных метров коммерческого жилья (или 1 829 квартир). В среднем цены на коммерческое жилье в Актобе сегодня варьируются в пределах от 140 до 180 тыс. тенге за квадратный метр. Квартиры сдаются в получистовой отделке.

8. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ, НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Экологический риск – вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера. Под экологическим риском понимают также вероятностную меру опасности причинения вреда окружающей природной среде в виде возможных потерь за определенное время.

Оценки воздействия на окружающую среду подобных сооружений ориентированы на принятие быстрых управляющих решений на больших территориях в течение значительного срока функционирования, во время которого воздействие сооружения на окружающую среду становится значительным.

Исследования и оценки риска должны включать:

- выявление потенциально опасных событий, возможных на объекте и его составных частях;
- оценку вероятности осуществления этих событий;
- оценку последствий (ущерба) при реализации таких событий.

Величина риска определяется как произведение величины ущерба I на вероятность W события i , вызывающего этот ущерб:

$$R = I W_i$$

В программе работ в обязательном порядке необходимо учитывать возможность возникновения различного рода катастроф и предусматривать мероприятия по снижению уязвимости социально-экономических систем, производственных комплексов и объектов от катастроф и их последствий.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок, снижением вероятности ошибок при проектировании работ.

При проведении буровых работ могут возникнуть различные осложнения и аварии. Борьба с ними требует затрат материальных и трудовых ресурсов, ведет к потере времени, что снижает производительность, повышает стоимость работ, вызывает увеличение продолжительности простоев и ремонтных работ. Поэтому значение причин аварий, мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Оценка вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения или оценки следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Процедура оценки риска состоит из четырех главных фаз: превентивной, кризисной, посткризисной и ликвидационной.

Превентивная фаза включает в себя промышленный контроль и экологический мониторинг, прогноз природных и техногенных катастроф, выявление уязвимых и незащищенных зон, разработку аварийных регламентов, ГИС, подготовку сил и средств, тренаж персонала.

Кризисная фаза включает в себя систему предупреждения, оперативный контроль, первую помощь, эвакуацию.

Посткризисная фаза – восстановление жизнеобеспечивающей инфраструктуры, предотвращение рецидива.

Ликвидационная фаза – восстановление биоценозов.

Экономическими показателями ущерба являются утрата материальных ценностей, необходимость финансовых, порой значительных, затрат на восстановление потерянного и т.д. В число социальных показателей входят: заболеваемость, ухудшение здоровья людей, смертность, вынужденная миграция населения, связанная с необходимостью переселения групп людей, и т.п.

К экологическим показателям относятся: разрушение биоты, вредное, порой необратимое, воздействие на экосистемы, ухудшение качества окружающей среды, связанное с ее загрязнением, повышение вероятности возникновения специфических заболеваний, отчуждение земель, гибель лесов, озер, рек, морей и т. п.

Экологический риск связан не только с ухудшением состояния и качества окружающей среды и здоровья людей, но и с воздействием техногенной деятельности на эколого-экономические и природно-хозяйственные системы, изменением их свойств, нарушением связей и процессов, имеющих место в этих системах. В понятие «экологический риск» может быть вложен различный смысл. Вероятность аварии, имеющей экологические последствия; величина возможного ущерба для природной среды, здоровья населения или некоторая комбинация последствий.

Процедура оценки риска

Концепция риска включает в себя два элемента: оценку риска (Risk Assessment) и управление риском (Risk Management). Оценка риска – научный анализ генезиса и масштабов риска в конкретной ситуации, тогда как управление риском – анализ рисков ситуации и разработка решения, направленного на его минимизацию.

Риск для здоровья человека, связанный с загрязнением окружающей среды, возникает при следующих необходимых и достаточных условиях:

- 1) существование источника риска (токсичного вещества в окружающей среде или продуктах питания, либо предприятия по выпуску продукции, содержащей такие вещества, либо технологического процесса и т.д.);
- 2) присутствие данного источника риска в определенной вредной для здоровья человека дозе или концентрации;
- 3) подверженность человека воздействию упомянутой дозы токсичного вещества.

Перечисленные условия образуют в совокупности реальную угрозу или опасность для здоровья человека.

Оценка риска в общем виде подразумевает процесс идентификации, оценки и прогнозирования негативного воздействия на окружающую среду и/или здоровье и благосостояние людей в результате функционирования промышленных и иных производств и объектов, которые могут представлять опасность для населения и окружающей среды. Сегодня в нашей стране дальнейшее развитие методологии социально-гигиенического мониторинга во многом связано с практическим внедрением концепции риска. В рамках нормативного подхода рассматривается оценка экологического риска, где рецептором (чувствительным звеном) является человек. Сравнительный анализ при такой оценке риска позволяет принять обоснованное решение о первоочередных мероприятиях по минимизации риска для здоровья людей от загрязнений объектов окружающей среды. При проведении оценок риска для здоровья населения общая схема оценки риска рис. 5.9.1, как правило, реализуется в упрощенном варианте, который выделен жирными линиями на рис. 5.9.1. В этом случае ограничиваются исследованием реального, не связанного с аварийными ситуациями, воздействия на окружающую среду источников опасности. Эта же упрощенная схема реализуется также в случае оценки риска для здоровья, связанного с существующим уровнем загрязнения окружающей среды различными химическими веществами.

ОЦЕНКА РИСКА



Рис 8.1 Оценка риска

Оценка риска — это использование доступной научной информации и научно обоснованных прогнозов для оценки опасности воздействия вредных факторов окружающей среды и условий на здоровье человека. При этом подчеркивается, что риск для здоровья человека, связанный с загрязнением окружающей среды, возникает при следующих необходимых и достаточных условиях:

- существование самого источника риска (токсичного вещества в объектах окружающей среды или продуктах питания; технологического процесса, предусматривающего использование вредных веществ и т.п.);

- присутствие данного источника риска в определенной, вредной для человека дозе;
- подверженность населения воздействию упомянутой дозы токсичного вещества.

Перечисленные условия образуют в совокупности реальную угрозу или опасность для здоровья человека.

Риск при нормальном функционировании промышленных объектов может быть обусловлен за счет выбросов или утечки вредных или опасных веществ, сбросов неочищенных стоков, захоронения опасных и высокотоксичных отходов и др. в количествах, превышающих санитарно-гигиенические нормативы и оказывающих постоянное воздействие на здоровье населения и окружающую среду. Постоянные выбросы составляют:

- загрязнители воздуха — выбросы из дымовых труб, выхлопных труб автотранспорта, выбросы летучих веществ из промышленной вентиляции, при сжигании различных материалов на открытом огне и т.д.;

- загрязнители воды — сброс стоков в поверхностные водоемы, перелив из очистных прудов, неточечные источники, такие как ливневые стоки с городских дорог; загрязнение подземных вод вследствие выщелачивания почвы, разгрузки поверхностных водоемов, утечек из трубопроводов, сбросов из инъектирующих скважин.

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных

требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы в пределах допустимых концентраций.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *временное при бурении*.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки организаций системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды.

Вывод: В целом воздействие работ при строительстве скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как *локальное, временное*.

Оценка риска аварийных ситуаций

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

Вероятности возникновения аварийных ситуаций используется для определения следующих явлений:

- потенциальные события или опасности, которые могут привести к аварийной ситуации, а также к вероятным катастрофическим воздействиям на окружающую среду при осуществлении конкретного проекта;
- вероятность и возможность наступления такого события;
- потенциальная величина или масштаб экологических последствий, которые могут быть причинены в случае наступления такого события.

Обзор возможных аварийных ситуаций

Возможными причинами аварийных ситуаций в общем случае могут быть:

- случайные технические отказы элементов;
- техногенные аварии, природные катастрофы и стихийные бедствия в районе дислокации объекта;
- неумышленные ошибочные действия обслуживающего персонала;
- преднамеренные злоумышленные действия и воздействия средств поражения.

Природные факторы воздействия

Под природными факторами понимается разрушительное явление, вызванное геофизическими причинами, которые не контролируются человеком. Иными словами, при возникновении чрезвычайной природной ситуации возникает опасность саморазрушения окружающей среды.

Для уменьшения природного риска следует разработать адекватные методы планирования и управления. При этом гибкость планирования и управления должна быть основана на правильном представлении о риске, связанном с природными факторами.

К природным факторам относятся:

- землетрясения;
- ураганные ветры;
- повышенные атмосферные осадки.

Сейсмическая активность. Согласно данным сейсмического микрорайонирования территория буровых работ не входит в зону риска по сейсмоактивности.

Характер воздействия: одномоментный. Вероятность возникновения землетрясения с силой 7-9 баллов, которое может привести к значительным разрушениям, пренебрежимо мала.

Неблагоприятные метеоусловия. Исследуемая территория находится в зоне умеренно жарких, резко засушливых пустынных степей и имеет резкоконтинентальный климат. Многолетняя аридизация климата способствовала постепенному высыханию водных потоков и озер и активному развитию эоловых процессов. Континентальность и

аридность климата находят выражение в резких амплитудах суточных, среднемесячных и среднегодовых t° воздуха и в малых количествах выпадающих здесь осадков. На формирование рельефа существенное влияние оказывают ветры.

Равнинность территории создает благоприятные условия для интенсивной ветровой деятельности. Зимой, господствующие ветра западного направления вызывают бураны. Летом преобладают ветра северо-восточных направлений, способствующих быстрому испарению влаги и иссушению верхнего горизонта почвы.

В целом территория характеризуется повторяемостью приземных и приподнятых температурных инверсий, способствующих концентрации загрязнения в приземном слое, в пределах 40-45% за год. Наибольшая повторяемость инверсий отмечается в декабре – феврале (до 50-70% ежемесячно). Летом инверсии температуры быстро разрушаются, повторяемость их 30-35%. Как показывает анализ подобных ситуаций, причиной возникновения пожаров является не только природные факторы, но и неосторожное обращение персонала с огнем и нарушение правил техники безопасности. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная.

Антропогенные факторы

Под антропогенными факторами понимаются быстрые разрушительные изменения окружающей среды, обусловленные деятельностью человека или созданных им технических устройств и производств. Как правило, аварийные ситуации возникают вследствие нарушения регламента работы оборудования или норм его эксплуатации.

К антропогенным факторам относятся факторы производственной среды и трудового процесса.

Трендовые показатели свидетельствуют: в то время как число природных катастроф при небольших колебаниях по годам в целом остается неизменным, техногенные аварии за последние пять лет резко умножились. Основной тенденцией формирования техногенной опасности является преобладание в них видов ситуаций, связанных непосредственно с проводимой деятельностью.

Возможные техногенные аварии при производстве буровых работ можно разделить на следующие категории:

- аварийные ситуации с автотранспортной техникой;
- аварии и пожары на временных хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ);
- аварийные ситуации при проведении работ.

Аварийные ситуации с автотранспортной техникой

При проведении работ будет использоваться автотранспорт. Выезд транспорта в неисправном виде, или опрокидывание транспорта может привести к возникновению аварий и как следствие к утечке топлива. Утечка топлива может привести к загрязнению почвенно-растительного покрова, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами.

Расчет возможного загрязнения почвенно-растительного покрова.

Рассмотрим модель возникновения следующей ситуации: в результате аварии произошла утечка топлива с бака автомобиля. Ориентировочно заправка автотранспорта составляет 50 литров. Ориентировочная площадь загрязнения составит 4 м^2 . В этом случае ориентировочная концентрация нефтеорганики, попавшая в окружающую среду, составит $0,01\text{ т/м}$. Биологическое изучение влияния нефтяного загрязнения на различные свойства почвы, проводимые в различных научно-исследовательских институтах показывает, что при содержании $100\text{--}200\text{ т/га}$ нефтеорганики происходит стимуляция жизнедеятельности всех групп микроорганизмов, при увеличении до $400\text{--}1000\text{ т/га}$ наблюдается ингибирование биологической активности, снижение роста и развития микроорганизмов.

Из анализа данной ситуации установлено, что при небольших разливах ГСМ произойдет только стимуляция жизнедеятельности микроорганизмов почвы, необратимого процесса нарушения морфологической структуры почвенного покрова не происходит.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций низкая.

Загрязнения подземных и поверхностных вод. При аварийных ситуациях – утечке топлива возможно попадание горюче-смазочных материалов через почвогрунты в подземные воды. Нефтепродукты в водоносном горизонте обладают значительной подвижностью, в связи с этим площадь загрязнения водоносного горизонта больше, чем площадь почвенного загрязнения. Ориентировочные расчеты просачивания нефтепродуктов показали, что загрязнения с поверхности попадут в водоносный горизонт в среднем в течение одного сезона, расчетная глубина просачивания нефти составит около 0,4 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная. Если в процессе освоения (испытания) скважин будут наблюдаться признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, проектом предусматривается организация по установке и ликвидации причин неуправляемого движения пластовых флюидов.

Возникновение пожара. В результате пролитого топлива возможно возникновение пожара. Вероятность возникновения этой ситуации пренебрежимо мала.

Аварии и пожары на временных хранилищах горюче-смазочных материалов (ГСМ)

Бурение скважин будет сопровождаться с использованием силовых приводов, работающих на дизельном топливе. В связи с этим предусмотрено обустройство временного склада ГСМ на территории промплощадки буровой. В результате нарушения условий хранения и перекачки топлива возможно возникновение пожаров в резервуарах топлива, разливов топлива. Аварии на временных хранилищах ГСМ являются следствием как природных факторов, так и антропогенных факторов. По характеру аварийные ситуации на временных хранилищах ГСМ близки к аварийным ситуациям с автотранспортной техникой, однако масштабы последствий больше. При быстром испарении возможны взрывы и пожары. Рассмотрим возможность возникновения такой ситуации:

- при аварийных взрывах к основным поражающим факторам относятся ударная волна, тепловая радиация и осколочное поле разрушаемых оболочек емкостей;
- поражающий эффект может усиливаться при возбуждении вторичных взрывов – при возгорании и взрыве объектов с энергоносителями в результате воздействий первичного взрыва (так называемый эффект «домино»).

В зависимости от характера аварийного вскрытия емкостей, разлива (выброса) энергоносителя (сжиженного углеводородного топлива), его интенсивного испарения с образованием облака газопаровоздушной смеси и воспламенения, а также атмосферных условий возможны различные сценарии превращений: пожар, быстрое сгорание (дефлаграция) с образованием огненного шара или детонационный взрыв.

Наибольшую опасность для людей и сооружений представляет механическое действие детонационной и воздушной ударной волны детонационного взрыва облака. Однако при образовании огненного шара серьезную опасность для людей представляет интенсивное тепловое воздействие. Определение радиуса огненного облака основано на аппроксимации данных обработки параметров прошлых аварий с учетом закона подобия при взрывах. Радиус распространения огненного облака определяются по формуле:

$$R = A \times \sqrt[3]{Q},$$

где $A - 30 \text{ м/т}^{1/3}$ – константа;

Q – масса топлива, хранящегося на складе ГСМ;

$$Q = 286,27 \text{ м};$$

Радиус распространения огненного облака составляет 150 м.

В результате возникновения пожара, огненное облако предварительно распространится на расстоянии 150 м.

Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительная. В случае возникновения такой ситуации в проекте предусмотрены экстренные меры по выявлению и устранению пожаров на территории площадке буровой. В дополнение к проектным решениям, считаем целесообразным отнесение операторской на расстояние 150 м от склада ГСМ.

Аварийные ситуации при проведении работ

При проведении работ возможны следующие аварийные ситуации, связанные с проведением работ:

Воздействие машин и оборудования. При проведении буровых работ могут возникнуть ситуации, приводящие к травмам людей в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций мала.

Воздействие электрического тока. Поражения током в результате прикосновения к проводникам, находящемуся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к воздушным линиям электропередачи, при работе во время грозы. Характер воздействия: кратковременный. Вероятность возникновения данных чрезвычайных ситуаций незначительна.

Человеческий фактор. Анализ аварийности на крупных предприятиях показал, что в 39% случаев основные причины возникновения аварийных ситуаций обусловлены недостаточной обученностью операторов, их эмоциональной неустойчивостью, недостаточным уровнем оперативного мышления, дефектами оперативной памяти, проявлением растерянности в чрезвычайной ситуации, а также прямым нарушением должностных инструкций вследствие безответственности и халатного отношения к своим должностным обязанностям. В силу принятых решений по охране труда и техники безопасности, вероятность возникновения выше приведенной ситуации пренебрежимо мала.

Аварийные ситуации при проведении буровых работ

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважин или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате прожога породоразрушающего инструмента;
- разрушение буровых труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопрооявления.

Рассмотрим наиболее распространенные случаи возникновения аварий:

Прихват буровой колонны. При прекращении круговой циркуляции при промывке часто переходят с глинистого раствора на воду и продолжают бурить до спуска промежуточной колонны. Образование каверн ниже зоны поглощения препятствует дальнейшему углублению. В кавернах накапливается выбуренная порода. При остановке циркуляции шлам спускается к забою. Высота столба выбуренной породы пропорциональна объему каверн и спускается к забою. Высота столба выбуренной породы пропорциональна объему каверн и иногда достигает 30-50м. При этом бурение становится опасным из-за возможного прихвата буровой колонны. Признаки затяжки и прихватов бурового инструмента следующие: увеличение усилий, необходимых для подъема и вращения инструмента, и уменьшение нагрузки на крюке при спуске. Часто прихвату предшествует повышение давления на выкидке буровых насосов. Для ликвидации этого

осложнения каверны цементируются. После их выбуренная порода с водой движется по стволу от забоя и уходит в зону поглощения, частично закупоривая каналы поглощения.

Обвалами называют осложнения, вызванные сужениями ствола скважины, сильными прихватами, повышением давления на насосах, возрастанием вязкости глинистого раствора и выносом шлама в количестве, значительно превышающем теоретический объем ствола скважины.

Поглощения промывочной жидкости. По характеру осложнения и способам борьбы с ними различают частичное и полное поглощение. При частичном поглощении часть закачиваемой в скважину промывочной жидкости возвращается на поверхность, а часть уходит в проницаемые пласты. Борьбы с частичным поглощением производится путем снижения удельного веса раствора, повышения его вязкости и статического напряжения сдвига. Полное поглощение происходит при пересечении пластов галечника, гравия, больших трещин, горных выработок, каверн и протоков подземных вод. Для ликвидации полного поглощения заливают зоны поглощения различными тампонирующими растворами.

Нефтегазопрооявление. К числу потенциальных катастрофических событий относятся: выброс нефти или газа из скважины в процессе бурения, который в отдельных случаях может повлечь за собой пожар (с выделением продуктов сгорания в атмосферу).

При давлениях столба раствора превышающих пластовое давление идет потеря раствора из-за его просачивания в водопроницаемые пласты породы. При подходе скважины к газоносному пласту происходит насыщение бурового раствора газами, что снижает его плотность и приводит к аварийному неконтролируемому выбросу нефти и газа из скважины, который отрицательно влияет на экологическую обстановку и часто завершается пожаром. Поэтому контроль газосодержание бурового раствора актуален: во-первых, для предупреждения аварийных выбросов нефти и газов, а во-вторых: для определения глубины залегания газо-нефтеносных пластов.

Анализ вероятности возникновения аварий

Вероятность возникновения аварий оценивается по результатам анализа причин аварийности на конкретных объектах-аналогах примерно равной мощности. Для этого на объекте-аналоге проводят отбор и описание сценариев выбранных аварийных ситуаций, имевших экологические последствия, определяют размеры зон и характер их воздействия. Аварийность на объектах-аналогах следует оценивать по показателям риска их неблагоприятного воздействия на ОС, объекты инфраструктуры и население. При этом используют статистические данные по аварийности объекта-аналога за последние 5 лет и показатели экологического ущерба от зарегистрированных аварий.

При анализе аварийности следует указывать наименование объекта-аналога, название производства или технологического процесса, причину возникновения аварии, виды и количество загрязняющих или токсичных веществ, попадающих в ОС в результате аварии, другие виды нарушений, а также последствия аварий и проводившиеся мероприятия по их ликвидации.

При превышении допустимых выбросов в результате аварии предприятие безотлагательно сообщает об этом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды и принять меры по уменьшению выбросов вредных веществ в атмосферу вплоть до остановки предприятия и ликвидации последствий загрязнения атмосферы, а также передает информацию об аварии и принятых мерах.

Мероприятия по снижению экологического риска

Оценка риска аварии необходима постоянно, так как ее возникновение зависит не только от проектных параметров, но и от текущей ситуации, сочетание управленческих решений, параметров процесса, состояния оборудования и степени подготовленности персонала, внешних условий. Предупреждение аварии возможно при постоянном контроле за процессом и прогнозировании риска.

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала и местного населения и охраны окружающей природной среды во время проведения пробной эксплуатации месторождения играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками компании и подрядчиков. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучение персонала и проведение практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:

- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;
- осуществление мер по гидроизоляции грунта под буровым оборудованием;
- химические реагенты и запасы буровых растворов должны храниться в металлических емкостях, материалы для бурения – на бетонных площадках на специальных складах;
- отделение твердой фазы и шлама из бурового раствора и сточных вод при помощи центрифуги, нейтрализации токсичных шламов, других отходов и транспортировка их на полигон захоронения;
- регенерация бурового раствора на заводе приготовления, повторное использование сточных вод в бурении;
- бурение эксплуатационных скважин буровыми установками на электроприводе;
- сокращение валового выброса продукции скважин за счет;
- проведение рекультивации нарушенных земель, в том числе в соответствии с типовым проектом;
- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

Таблица 8.1 Оценка риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих атмосферный воздух.

Дата: 01.12.2021 Время: 13:47:45

ОЦЕНКА РИСКА ДЛЯ ЗДОРОВЬЯ НАСЕЛЕНИЯ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ, ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ.

Базовый расчетный год: **2022** Расчетный год: **2022** Режим:

Расчетная зона: **прямоугольник**

Исходные данные :

Острое неканцерогенное воздействие рассчитано по максимальным концентрациям З/В, полученным из расчета загрязнения атмосферного воздуха (расчетная модель: МРК-2014 краткосрочная)

Список литературы

1. Экологический Кодекс РК (ст. 24, 41, 82 и др.)
2. "Методика оценки рисков негативного воздействия окружающей среды на состояние здоровья населения ", Приложение к приказу Министра здравоохранения РК от 14.05.2020 №304
3. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. Алматы, 2004. 42 с.
4. "Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий", Приложение 12 "Методических документов в области охраны окружающей среды", утвержденные приказом МОСНПР от 12.06.2014 г. № 221-Г (методика дублирует РНД 211.2.01.01-97, ОНД-86)
5. Методика определения размеров санитарно-защитной зоны для добывающих, подготавливающих и перерабатывающих комплексов нефтегазовой отрасли, утверждена Приказом Председателя Комитета Государственного санитарно-эпидемиологического надзора РК от 15 октября 2010 №265
6. СП «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» (Утверждены постановлением Правительства РК 20 марта 2015 года № 237)
7. С.Л. Авалиани, М.М. Андрианова, Е.В. Печенников, О.В. Пономарева Окружающая среда. Оценка риска для здоровья (мировой опыт)/International Institute for Health Risk Assessment, Консультативный Центр по Оценке Риска - Изд-е 2-е. - М., 1997. - 159 с.
8. Киселев А.В., Фридман К.Б. Оценка риска здоровью. Подходы к использованию в медико-экологических исследованиях и практике управления качеством окружающей среды. Методическое издание. С-П., 1997.-104 с.
9. Новиков С.М., Авалиани С.Л., Андрианова М.М., Пономарева О.В. Окружающая среда. Оценка риска для здоровья. Основные элементы методологии (Пособие для семинаров)/Консультативный центр по оценке риска. Гарвардский институт международного развития. Институт устойчивых сообществ. - М., 1998 г. - 119с.
10. Большаков А.М., Крутько В.Н., Пуцилло Е.В. Оценка и управление рисками влияния окружающей среды на здоровье населения. - М. 1999 г. - 254 с.
11. Окружающая среда и здоровье населения ч.3. «Результаты эпидемиологических исследований по количественному определению воздействия факторов окружающей среды на здоровье населения».
12. Онищенко Г.Г., Новиков С.М., Рахманин Ю.А., Авалиани С.Л., Буштуева К.А. Основы оценки риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду/Под редакцией Рахманина Ю.А., Онищенко Г.Г. - М.:НИИЭС и ГОС. - 2002. - 408с.
13. Новиков С.М. Химическое загрязнение окружающей среды: основы оценки риска для здоровья населения. М. 2002. - 24 с.
14. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих окружающую среду Р 2.1.10.1920-04.
15. Оценка риска воздействия на здоровье населения химических факторов окружающей среды. - Алматы, 2004. - 42 с.
16. Приказ Председателя Комитета ГСЭН N117 от 28 декабря 2007 г.
17. Руководство по оценке риска для здоровья населения при воздействии химических веществ, загрязняющих ОС Р 2.1.10.1920-04. Органы-мишени - по данным МАИР.
18. Перечень актуализированных показателей, наиболее часто используемых для оценки риска при хроническом ингаляционном воздействии. №08ФЦ/2363 от 08.06.2012

1. Идентификация опасности

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

(ранжирование по вкладу выброса)

Таблица 1.1.

№ ранг	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Используемые критерии , мг/ м ³				Класс опасности	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
			ПДКм.р.	ПДКс.с.	ПДКс.г.	ОБУВ			
1	[0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	5	3	-	0	4	80,507622	63,11812 %
2	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	0,2	0,04	-	0	2	22,437739	17,59123 %
3	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,15	0,05	-	0	3	7,8428822	6,14883 %
4	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1	0	-	0	4	6,02893	4,72669 %
5	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	0,4	0,06	-	0	3	4,084065	3,20191 %
6	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	0,5	0,05	-	0	3	3,53	2,76753 %
7	[0410] Метан (727*)	74-82-8	0	0	-	50	-	1,7325706	1,35834 %
8	[0416] Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0	0	-	30	-	1,10766	0,86841 %
9	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,05	0,01	-	0	2	0,2064	0,16182 %
10	[0123] Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	1309-37-1	0	0,04	-	0	3	0,04386	0,03439 %
11	[2930] Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	1302-74-5	0	0	-	0,04	-	0,02877	0,02256 %
12	[0415] Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0	0	-	50	-	0,0001349	0,00011 %
13	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пек		0,3	0,1	-	0	3	0,00006	0,00005 %
14	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0	1E-06	-	0	1	3,204E-05	0,00003 %
	Всего :							127,55073	##### #

Характеристика выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Таблица 1.2.

№ п/п	Класс опасности	Количество выбрасываемых веществ	Суммарный выброс, т/год	Доля выброса, %
----------	-----------------	----------------------------------	-------------------------	-----------------

1	1	1	0,000032	0,00003%
2	2	2	22,644139	17,75305%
3	3	5	15,500867	12,15271%
4	4	2	86,536552	67,84481%
5	ОБУВ	4	2,869135	2,24941%
	Всего :	14	127,550726	100,00000%

UR_i - единичный риск при ингаляционном воздействии 1 мг вещества в 1 м³.

Единичный риск рассчитывается с использованием величины SFI, стандартного значения массы тела человека (70 кг), суточного потребления воздуха, формула 1.1

$UR_i [м^3/мг] = SF_i [(кг \times сут.)/(мг)] \times 1/70 [кг] \times (V_{out} \times T_{out} + V_{in} \times T_{in}) [м^3/сут.]$, где (1.1)

T_{out} - время, проводимое вне помещений, час/день

V_{out} - скорость дыхания вне помещений, м³/час

T_{in} - время, проводимое внутри помещений, час/день

V_{in} - скорость дыхания внутри помещений, м³/час

Сведения о показателях опасности развития неканцерогенных эффектов при остром воздействии химических веществ

Таблица 1.3.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	C _{max} (max раз), мг/м ³	ARFC, мг/м ³	ПДКм. р,мг/м ³	Критические органы воздействия	Источники данных
1	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8	0,000013	-	0		[15]
2	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,126536	0,048	0,05	органы дыхания, глаза	[16]
3	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	8,531742	0,47	0,2	органы дыхания	[15,16]
4	[0123] Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	1309-37-1	0,065754	-	0		[17]
5	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	1,425143	0,72	0,4	органы дыхания	[16]
6	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	1,762931	0,66	0,5	органы дыхания	[15]
7	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пелл)		0	-	0,3		[17]
8	[2930] Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	1302-74-5	0,043059	-	0		[18]
9	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	0,456583	-	0,15		[16]
10	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		3,042014	-	1		
11	[0337] Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	9,908153	23,0	5	сердечно-сосудистая система, развитие	[15,16]

12	[0410] Метан (727*)	74-82-8	0	-	0		[17]
13	[0415] Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0	-	0		
14	[0416] Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,089452	-	0		

Примечание: ARfC - референтная концентрация при остром воздействии.

Химические вещества, проанализированные на этапе идентификации опасности

Таблица 1.4.

№ п/п	Наименование загрязняющего вещества	CAS	Причина включения в список	Причина исключения из списка
1	[0703] Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	50-32-8		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация C _{max} =0
2	[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	расчет по ПДК _{мр}	
3	[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	расчет по ARfC	
4	[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	расчет по ARfC	
5	[0123] Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	1309-37-1		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация C _{max} =0
6	[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	расчет по ARfC	
7	[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	расчет по ARfC	
8	[2908] Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, пе&			расчет не проводился за 2022
9	[2930] Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	1302-74-5		нет данных о вредных эффектах острого воздействия, средне годовая концентрация C _{max} =0
10	[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		расчет по ПДК _{мр}	
11	[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	расчет по ARfC	
12	[0410] Метан (727*)	74-82-8		расчет не проводился за 2022
13	[0415] Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			расчет не проводился за 2022
14	[0416] Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			нет данных о вредных эффектах

Ранжирование загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Загрязнители неканцерогены острооо воздействия

Таблица 1.5.

ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АКЖОЛ

Наименование загрязняющего вещества	CAS	Выброс, т/год	Гигиенические нормативы								Референтные нормативы				
			ПДКм. р, мг/м³	ПДКс. с, мг/м³	ПДКс. г, мг/м³	ОБУВ, мг/м³	Весовой коэфф. TW	Индекс с HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга	ARFC, мг/м³	Весовой коэфф. TW	Индекс с HRI	Вклад в HRIc, %	№ ранга
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609)	50-00-0	0,206	0,05	0,01	-	-	100	0,01	39,68 %	2	0,048	100	0,01	70,42 %	1
[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10102-44-0	22,438	0,2	0,04	-	-	10	0,002	7,94%	3	0,47	10	0,002	14,08 %	2
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	10102-43-9	4,084	0,4	0,06	-	-	10	0,001	3,97%	4	0,72	10	0,001	7,04%	3
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	7446-09-5	3,53	0,5	0,05	-	-	10	0,001	3,97%	5	0,66	10	0,001	7,04%	4
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	630-08-0	80,508	5,0	3,0	-	-	1	0,0002	0,79%	7	23,0	1	0,0002	1,41%	5
[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		6,029	1,0	-	-	-	10	0,001	3,97%	6	-	-	-		-
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1333-86-4	7,843	0,15	0,05	-	-	100	0,01	39,68 %	1	-	-	-		-
Всего :								0,0252	##### #				0,0142	##### #	

3.2. Оценка риска неканцерогенных эффектов при острых воздействиях

При ингаляционном поступлении, расчет коэффициента опасности (HQ) осуществляется по формуле 3.2.1:

$$HQ_i = AC_i / ARFC_i, \text{ где } (3.2.1)$$

HQ - коэффициент опасности;

AC_i - максимальная концентрация i -го вещества, мг/м³;

$ARFC_i$ - референтная (безопасная) концентрация для острых ингаляционных воздействий для i -го вещества, мг/м³.

Индекс опасности для условий одновременного поступления нескольких веществ

ингаляционным путем рассчитывается по формуле 3.2.2:

$$HI_j = \sum HQ_{ij}, \text{ где } (3.2.2)$$

HQ_{ij} - коэффициенты опасности для i -х воздействующих веществ на j -ю систему(орган).

При комбинированном поступлении нескольких веществ каким-либо путем, суммарный индекс опасности

определяется для веществ, влияющих на одну систему (орган).

Характеристики неканцерогенного риска острых воздействий

Таблица 3.2.1

Наименование загрязняющего вещества	Координаты		АС, мг/м ³	НQ(НI)
	X	Y		
1. [0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)				
расчетная точка 1:	3162	2035	8,531741	18,153
2. [0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)				
расчетная точка 1:	3162	2035	1,425143	1,979
3. [0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
расчетная точка 1:	3162	2035	0,456583	3,044
4. [0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)				
расчетная точка 1:	3162	2035	1,762931	2,671
5. [0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
расчетная точка 1:	3162	2035	9,908153	0,431
6. [1325] Формальдегид (Метаналь) (609)				
расчетная точка 1:	3162	2035	0,126536	2,636
7. [2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)				
расчетная точка 1:	3162	2035	3,042014	3,042
Точка мах. неканцерогенного острого воздействия:	3162	2035		
[0301] Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) {ARFC=0.47 мг/м ³ }			8,531741	18,153
[0304] Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) {ARFC=0.72 мг/м ³ }			1,425143	1,979
[0328] Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) {РДКмр=0.15 мг/м ³ }			0,456583	3,044
[0330] Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) {ARFC=0.66 мг/м ³ }			1,762931	2,671
[0337] Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) {ARFC=23.0 мг/м ³ }			9,908153	0,431
[1325] Формальдегид (Метаналь) (609) {ARFC=0.048 мг/м ³ }			0,126536	2,636
[2754] Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) {РДКмр=1.0 мг/м ³ }			3,042014	3,042
органы дыхания				25,439
глаза				2,636
сердечно-сосудистая система				0,431
развитие				0,431

Точки максимальных индексов неблагоприятных эффектов острых воздействий на критические органы (системы)

Т
аб
ли
ца
3.2
.2

Критические органы (системы)	Координаты	НI
------------------------------	------------	----

	X	Y	
1. органы дыхания			
расчетная точка 1:	3162	2035	25,439
2. глаза			
расчетная точка 1:	3162	2035	2,636
3. сердечно-сосудистая система			
расчетная точка 1:	3162	2035	0,431
4. развитие			
расчетная точка 1:	3162	2035	0,431

Если рассчитанный коэффициент опасности (НQ) не превышает единицу, то вероятность развития у человека вредных эффектов, при ежедневном поступлении вещества в течение жизни, незначительна и такое воздействие характеризуется как допустимое.

Если НQ больше единицы, то вероятность развития вредных эффектов существенна, и возрастает пропорционально НQ.

Суммарный индекс опасности (НI), характеризующий допустимое поступление, также не должен превышать единицу.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Экологический кодекс Республики Казахстан, Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК
- 2 Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», утверждённый постановлением Правительства РК №291-IV от 24.06.2010г
- 3 Закон Республики Казахстан Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира № 593-II от 9 июля 2004 года;
- 4 Водный кодекс Республики Казахстан, от 09.07.2003г.;
- 5 Земельный кодекс от 20.06.2003г. ;
«Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин, утвержденные Приказом МООС РК №129-Ө от 03.05.2012г, г. Астана, 2012г;
- 6 РНД 03.1.03.01-96. Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства;
- 7 О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 "Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки"
- 8 Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 27 октября 2021 года № 24933
Об утверждении Правил разработки программы управления отходами
- 9 Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 318. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 9 августа 2021 года № 23917.
- 10 Приказ Министра ООС РК № 100-п от 18.04.2008. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. ;
- 11 РД 39-133-94. «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше»;
- 12 Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников выбросов АО «Казтрансойл» Астана, 2005г.;
- 13 «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей», Астана, 2007г.;
- 14 Экология в вопросах и ответах. г.Ростов-на-Дону 2005г.
- 15 Нефть и газ. г.Алматы 2004-2005гг.

- 16 Экология и нефтегазовый комплекс. г.Алматы 2003г.
- 17 Охрана окружающей среды при добыче нефти. Москва 2006г
- 18 Экология нефтегазодобывающего комплекса, г.Ижевск 2012г.

Лицензии

1 - 1

14013011



МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 жылы

01695P

Берілді

"Timal Consulting Group" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Бостандық ауданы, АЛЬ-ФАРАБИ, № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А" үйі, 188., БСН: 080440002381

(заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)

Қызмет түрі

Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету

(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)

Лицензия түрі

бастыЛицензия
қолданылуының
айрықша жағдайлары
Лицензиар

(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-16-бабына сәйкес)

Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті,
Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.

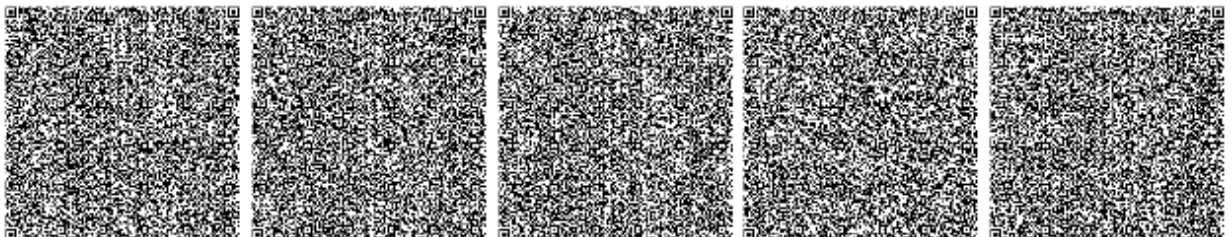
(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

Берілген жер

Астана қ.

Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7-бабының 1-тармағына сәйкес ағалы тасымалдағын құжатқа тең.
Данной документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

1 - 1

14013011



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 года

01695P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Timal Consulting Group"

Республика Казахстан, г.Алматы, Бостандыкский район, АЛЬ-ФАРАБИ, дом № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А", 188., БИН: 080440002381

(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

генеральнаяОсобые условия
действия лицензии

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

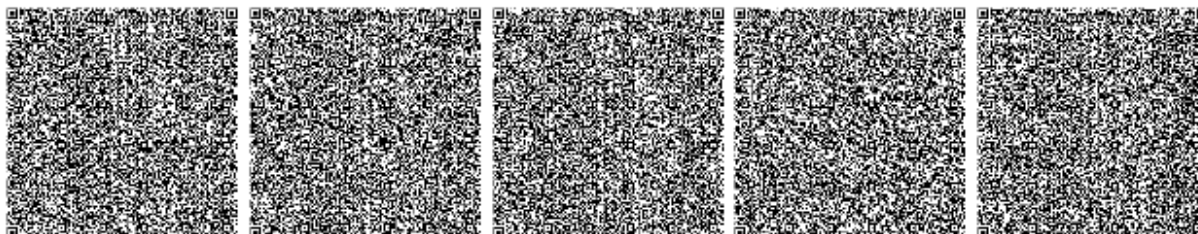
Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана

Барілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қытайдры Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 4 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы 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.

20015303

**ЛИЦЕНЗИЯ****15.10.2020 жылы****02497P****Қоршаған ортаны қорғау саласындағы жұмыстарды орындауға және қызметтерді көрсету айналысуға**

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМЖАНОВИЧ**ЖСН: 930819300125 берілді**

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту**Иеліктен шығарылмайтын, 1-сынып**

(иеліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

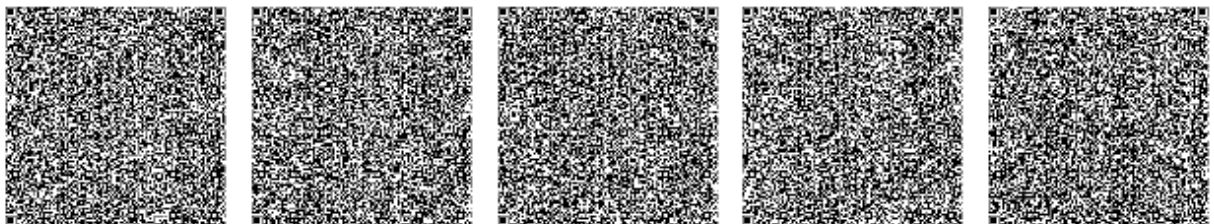
Лицензиар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) Умаров Ермек Касымғалиевич

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні**Лицензияның
колданылу кезеңі****Берілген жер****Нұр-Сұлтан қ.**

20015303

**ЛИЦЕНЗИЯ****10.11.2020 года****02497P****Выдана****АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМ ЖАНОВИЧ**

ИИН: 930819300125

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие**Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание**Неотчуждаемая, класс 1**

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Умаров Ермек Касымгалиевич**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи**Срок действия
лицензии****Место выдачи****г.Нур-Султан**