

**ТОО «САУТС - ОЙЛ»
ТОО «Бекен и К»**

Утверждаю:
Президент ТОО «САУТС - ОЙЛ»
_____ Сейтжанов С. С.
«_____» _____ 2023 г.

**РАЗДЕЛ «ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»
К «ГРУППОВОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ»
НА БУРЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН
ПРОЕКТНОЙ ГЛУБИНОЙ 2250 М (+250)
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ «ЕСЖАН»
(КЫЗЫЛОРИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН)**

**Директор
ТОО «Бекен и К»**

Д.Е. Алтай

Кызылорда, 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Государственная Лицензия № 02529Р выдана Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 12.09.2022 года на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования

Исполнитель:	Должность:
Алтай Д. Е	Директор ТОО «Бекен и К»
Данные разработчика:	
г. Кызылорда, переулок Актобе-2, дом 7 Контакты: Тел.: +77470616512	

ОГЛАВЛЕНИЕ:

№	Наименование раздела	стр.
ВВЕДЕНИЕ.....		3
1	ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	5
1.1.	Общие сведения о районе работ	5
1.1.1.	Краткая характеристика производства	6
1.2.	Характеристика проектируемого объекта как источника воздействия на окружающую среду	13
1.3.	Характеристика климатических условий необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду	14
1.3.1.	Характеристика района расположения предприятия по уровню загрязнения атмосферного воздуха. Современное состояние воздушного бассейна	16
1.4.	Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	18
1.5.	Обоснование данных о выбросах вредных веществ	35
1.6.	Характеристика мероприятий по регулированию выбросов в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	56
1.7.	Расчет и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ	57
1.8.	Предложения по установлению нормативов допустимых выбросов (НДВ) для предприятия	57
1.9.	Методы и средства контроля за состоянием воздушного бассейна	82
1.10.	Обоснование принятия размера санитарно-защитной зоны и определение категории	92
2	ОХРАНА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД	93
2.1.	Краткая характеристика проектируемого предприятия	94
2.2.	Мероприятия по охране водных ресурсов	99
2.3.	Характеристика воздействия на водные ресурсы. Аварийные ситуации	99
2.4.	Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия	100
3	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА	101
3.1.	Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр	102
4	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ОТРЕБЛЕНИЯ	103
4.1.	Образование отходов производства и потребления	104
4.2.	Обоснование лимитов накопления отходов	106
4.3.	Мероприятия по минимизации объёмов и снижению токсичности отходов производства и потребления	108
5	ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	111
5.1.	Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия	116
6	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ	119
7	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ	123
7.1.	Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на почвенно-растительный покров	123
8	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР	125
8.1.	Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир	126
9	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ	128
10	ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ	130
11	ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РЕГИОНЕ	134
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	145
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	147
ПРИЛОЖЕНИЕ		
	Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды	148

ВВЕДЕНИЕ

Раздел «Охрана окружающей среды» к «Групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2250 м (± 250 м) на месторождении «Есжан»» (далее – Раздел) разработан на основании законодательства Республики Казахстан.

В проекте содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными выбросами от источников на период строительно монтажных, подготовительных работ к бурению, бурение и крепление, испытанию скважин, определены предложения по охране природной среды, приведены основные характеристики проведения работ, рассмотрены вопросы водоснабжения и водоотведения, воздействие отходов предприятия на окружающую среду.

Раздел выполнен в соответствии с требованиями:

– Экологический Кодекс Республики Казахстан, регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории Республики Казахстан. Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК;

– Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246;

– Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 - Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки;

– Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов». Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.

Основная цель оценки воздействия – определение потенциально возможных направлений изменений в компонентах окружающей среды и вызываемых ими последствий.

Недропользователь ТОО «САУТС-ОЙЛ».

Основанием для разработки проекта РООС к «Групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 2250 м (± 250 м) на месторождении «Есжан»» является Договор, заключенный между ТОО «САУТС-ОЙЛ» и ТОО «Бекен и К».

Объект - эксплуатационная скважина.

Цель работы: проектирование бурения эксплуатационных скважин.

В проекте приведены краткие сведения о геологической характеристике месторождения, физико-механические свойства горных пород, давления и температура по разрезу скважины.

Данной проектной документации «Групповой технический проект на бурение эксплуатационных скважин проектной глубиной 2250 м (± 250 м) на месторождении «Есжан» в течение 2023 года будет пробурено 3 скважины.

Месторождении «Есжан»		
Год	Количество скважин	Номера скважин
2023	3	17, 18, 19

Заказчик

ТОО «САУТС-ОЙЛ»

Разработчик материалов РООС ТОО «Бекен и К»

Адрес, реквизиты 120000, г. Кызылорда, Переулок Актобе-2, дом 7
БИН 220640045859
Кызылординский филиал АО «First Heartland Jysan Bank»
Тел: +77470616512,
Электронная почта: toobeken@mail.ru

Директор Алтай Динара Ермекқызы

Государственная лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, № 02529Р выдана Министерством охраны окружающей среды 12.09.2022 г. выданная Министерством Охраны Окружающей Среды Республики Казахстан.

1. ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА

1.1. Общие сведения о районе работ

Месторождение Есжан административно относится к Сырдарьинскому району Кызылординской области Республики Казахстан.

Таблица 1-1. Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (месторождение)	Есжан
Административное расположение: - Республика - Область (край) - Район	Казахстан Кызылординский Сырдарьинский
Год ввода площади бурение	-
Год ввода площади (месторождение) в эксплуатацию	-
Температура воздуха: - среднегодовая, °С; - наибольшая летняя, °С; - наименьшая зимняя, °С.	+12 +42 -29
Среднегодовое количество осадков, мм	120
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	181
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	130
Азимут преобладающего направления ветра, градус	С - В
Наибольшая скорость ветра, м/с	28,5
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-
- кровля	-
- подошва	-

Таблица 1-2. Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	Слабовсхолмленная равнина с перепадами высотой 4-5 м.
Состояние местности	Степь
Распространение в разрезе многолетнемерзлых пород (ММП)	Отсутствует
Толщина снежного покрова, см	40
Почвенного слоя	Плодородный слой отсутствует
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
Категория грунта	2

Таблица 1-3. Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения эксплуатационных скважин, где могут быть вскрыты нефтяные пласты.	1,65	Норма отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74 п.3

Таблица 1-4. Источники и характеристики водо-и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения:	Источник заданного	Расстояние от источника	Характеристика водо и энергопривода,
--------------------------	--------------------	-------------------------	--------------------------------------

(водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	вида снабжения	до буровой, км	связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Водозаборная скважина	30	водопровод из отработанных НКТ
Пресная вода: 1. Для котельной и хозяйственных нужд; 2. Для питьевых целей	Артезианская скважина Кызылорда	30 190	а/цистерна бутылированная
Энергоснабжение	Дизель-генератор буровой установки	буровая	по спецификации подрядчика
Связь	Радиотелефон, радиостанция	120	связь с офисом
Местные стройматериалы	Местный карьер	40	автосамосвал

Таблица 1-5. Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
40	Грунтовая, поверх. земли	3,0	Уровень земли	Грунтовая

Таблица 1-6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Кызылорда - Кумколь	50	нет	-	-

1.1.1. Краткая характеристика производства

Групповым техническим проектом предусмотрено строительство эксплуатационных скважины глубиной 2250 м (±250 м) на месторождении Есжан (Кызылординская область Республики Казахстан).

Строительство скважин на участке будет осуществляться буровой установкой ZJ-40 и проходить по следующим этапам:

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.	81
в том числе:	
строительно-монтажные работы	
подготовительные работы к бурению	11
бурение и крепление	10
испытание, всего в том числе:	40
в открытом стволе	20
в эксплуатационной колонне	20

Среднее число персонала привлекаемого во время строительства скважины составляет в сутки – 30 человек. Члены буровой бригады будут проживать во временном вахтовом комплексе, и доставляться на буровую автобусом.

Для обустройства площадки бурения будет использована типовая схема, где земельный участок разделен на производственную (буровая площадка) и бытовую (офисы для обслуживающего персонала) зоны.

Обустройство участка бурения будет произведено с учетом требований правил техники безопасности и охраны окружающей среды, равно как с учетом задач эксплуатации и материально-технического снабжения, для полного обеспечения возможности выполнения работ в процессе строительства скважины. Подъездные дороги обеспечивают безопасные раздельные въезд и выезд с буровой.

Площадка для буровой установки будет спланирована с учетом естественного уклона местности, типа почвенного покрова и литологического состава почва-грунтов, глубины залегания уровня грунтовых вод. Емкости для бурового раствора и воды, емкости под дизтопливо и масло, и другое буровое оборудование будет размещаться на фундаменте из плит многократного использования.

Для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции загрязняющих веществ в природные объекты предусматриваются инженерная система организованного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок.

Конструкция скважины.

Конструкция скважины принята в соответствии с утвержденным Техническим заданием на проектирование ТОО «САУТС - ОЙЛ». Типовая конструкция скважины разработана в соответствии с действующими нормативно-методическими документами исходя из горно-геологических условий бурения, а также с учетом опыта бурения эксплуатационных скважинах на данной площади.

Направление $\varnothing 426$ мм $\times$ 20 м цементируется до устья, спускается с целью предохранения устья скважины от размыва и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

Кондуктор $\varnothing 323,9$ мм $\times$ 200 м цементируется до устья, спускается с целью ограждения мелких водоносных горизонтов от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).

Техническая колонна $\varnothing 244,5$ мм $\times$ 800 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия неустойчивых, прихватоопасных отложения. Оборудование устья скважины ПВО.

Эксплуатационная колонна $\varnothing 168,3$ мм спускается на глубину 2250 м (± 250 м). Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти и газа. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

Техника безопасности и противопожарная безопасность. Буровая площадка будет снабжена всем необходимым оборудованием пожарной безопасности и соответствует требованиям «Правил пожарной безопасности в нефтяной промышленности». Весь персонал, работающий на буровой площадке, пройдет специальный курс по использованию огнетушителей. Вопросы обеспечения техники безопасности персонала при проведении работ, подробно освещены в техническом проекте на бурение.

Все работы по строительству скважины проводятся в соответствии с планом мероприятий предприятия по охране труда на буровой площадке. Этот план должен быть разработан с учетом вредных факторов на месте проведения работ, объема данных работ, нужд сотрудников и мер безопасности. При проведении таких видов работ, необходимо действовать согласно Единым Техническим Правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан и Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Казахстан.

Таблица 1.1.2-1

Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3

1	Номер района бурения скважины (или морской район)	-
2	Номер скважины, строящейся по данному типовому проекту	17, 18, 19
3	Площадь (структура)	Есжан
4	Расположение (суша, море)	Суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	Эксплуатационная
7	Проектный горизонт	Pz (палеозой)
8	Проектная глубина, м - по вертикали - по стволу	2250 2250
9	Число объектов испытания: - в колонне - в открытом стволе	4 2
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
11	Тип профиля	-
12	Азимут бурения, град	-
13	Максимальный зенитный угол, град	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	1400
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	3 - 5°
18	Категория скважины	Третья
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	35,54
20	Способ бурения	Роторный
21	Вид привода	ДВС
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
23	Тип буровой установки	ZJ-40 или аналог
24	Тип вышки	Телескопическое, двухсекционное
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Нет
26	Номер основного комплекса бурового оборудования	-
27	Максимальная масса колонны, т: - обсадной - бурильной - суммарная (при спуске секциями).	79,97 83,0
28	Тип установки для испытаний	A-50 или аналог
29	Продолжительность цикла бурения скважин, сут. - в том числе: - строительно-монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание, всего в том числе: - в открытом стволе - в эксплуатационной колонне	81 11 10 40 20 20
30	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1687,5

Таблица 1.1.2-2

Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Шахтовое направление	426	0	20	0	20
Кондуктор	323,9	0	200	0	200
Техническая	244,5	0	800	0	800
Эксплуатационная	168,3	0	2250 (±250 м)	0	2250 (±250 м)

Таблица 1.1.2-3

Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность D на СПЗ	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Дебит в условиях испытания, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /т ³	содержание H ₂ S, %	содержание CO ₂ , %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кенлык K _{1пс1аг}	1503	1511	поровый	-	0,870	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Дошан J ₃	1261	1396	поровый	-	0,784	-	0,1	7,0	7,5 Ø4мм	-	-	-	-	-	-
Кыртуз Pz	2079	2082	порово-трещин.	-	0,846	-	0,23	30,0	4,0 Ø9мм	-	-	-	-	-	-
Кыртуз J _{3km}	2013	2033	поровый	-	0,844	-	0,34	27,2	18,0 Ø7мм	-	-	-	-	-	-

Таблица 1.1.2-4.

Газоносность

Индекс стратиграфич. подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему		Относительная по воздуху плотность газа % по объему	Коэф-т сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тысяч м³/сут	Плотность газоконденсата, г/см³		Фазовая проницаемость, мдарси
	От (верх)	До (низ)			сероводорода	углекислого газа				В пластовых условиях	На устье скв.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Скв.3 J ₃ Дошан	1251	1261	поровый	газ	0,07	0,28	0,964	Газ с нефтью Q _г =4,8	-	-	-	-

Таблица 1.1.2-5.

Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см³	Свободный дебит, м³/сут.	Химический состав воды в мг/л эквивалентной форме						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину: (СФН, ГКН, ХЛМ, ХЛК, ХЛН)	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)				Cl⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P	0	120	водоносная линза поровый	1,0	>10	-	-	-	-	-	-	1020	СФН	нет
K ₁₋₂ al ₃ -c	120	750	поровый	1,0	100	562	594	146	581	28	60	1972	ХЛК	нет
K ₁ nc ₂	750	1050	поровый	1,02	100	35847	17	85	18667	600	3000	58217	ХЛК	нет
K ₁ nc ₁	1050	1300	поровый	1,04	30	47254	58	207	23106	1080	4800	76453	ХЛК	нет
K ₁ nc _{1a} г	1300	1450	поровый	1,04	10	35855	3360	134	20349	365	3407	93130	ХЛК	нет
J _{3ak}	1450	1700	поровый	1,04	-	28362	980	134	18115	122	607	7538	ХЛК	нет
J _{3km}	1700	2200	поровый	1,04	30	57799	461	219	28456	483	7790	81288	ХЛК	нет
Pz	2200	2250	порово-трещин.	1,04	-	1324	1034	195	13334	668	5311	52351	ХЛК	нет

Примечания:

Данные по физико-химическому составу пластовых вод приведены на основании анализов вод полученных в процессе испытания на площадях Кенлык, Аксай, Дошан, Акшабулак, Нуралы и др.

Тип воды по Сулину принят: СФН-сульфатно-натриевый; ГКН – гидрокарбонат-натриевый; ХЛМ - хлормagneиный; ХЛК – хлоркальциевый.

Вода пригодная для полива и водопоя скота.

Таблица 1.1.2-6.

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (да, нет)	Количество режимов (штуцеров) испытания	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения скважины	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Pz	1	2200	2210	2180	2230	Цемент, колонна	А-50 или аналог	да	3	5,8, 10	Раствор - вода – свабиrowание	900	1,01
J ₃ km	2	1750	1760	1730	1780	Цемент, колонна		да	3	5,8, 10		800	1,01
J ₃ ak	3	1670	1680	1650	1700	Цемент, колонна		да	3	5,8, 10		800	1,01
	4	1510	1520	1490	1540	Цемент, колонна		да	3	5,8, 10		800	1,01

Примечания:

- Спуск эксплуатационной колонны, интервалы и количество испытаний, интервалы установки цементного моста определяются по результатам стандартных скважинных исследований.
- В зависимости от результатов испытания скважина вводится во временную консервацию или ликвидируется по геологическим причинам. Как выполнившая поставленную перед ней задачу.

Таблица 1.1.2-7.

Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидродескоструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора, шт.	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидродескоструйной перфорации	
	вид: раствор, нефть, вода	Плот-ность*, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1-4	Раствор солей (Na или Ca)	1,12	10	Кумулятивная	ЗПК –АТ – М – 03Гр., Ø114 – 102 мм.	17	60	3	да	Не планируется	

Примечания:

1. Мощность интервалов перфорации уточняется по результатам оперативной интерпретации данных ГИС и исследований кернового материала.
2. Плотность бурового раствора при перфорации уточняется по результатам исследований в открытом стволе в процессе бурения.
3. Тип перфоратора может быть изменен по решению Заказчика.

Таблица 1.1.2-8

Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта	Название процесса: солянокислотная обработка, керасино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество о операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, кгс/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Не предусматривается									

1.2. Характеристика проектируемого объекта как источника воздействия на окружающую среду

В разделе приведена оценка возможного техногенного воздействия на окружающую среду с учетом характера работ, выполняемых на каждом из этапов строительства скважины.

Проектом предусматривается обустройство временных объектов: вахтового поселка и промышленной зоны.

Вахтовый поселок. Проектом предусматривается обустройство вахтового поселка для 30 человек, на территории работ. Организация поселка будет осуществляться на основе международных требований и требованиям законодательства Республики Казахстан.

Территория лагеря будет оснащена жилыми помещениями, соответствующими ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой.

1. Обеспечение. Организация питания – трехразовое. Продукты будут доставляться из г. Кызылорда. Количество персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 30 человек.

2. Электроснабжение вахтового поселка. Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций. Система энергоснабжения состоит из двух дизельных генераторов «CAT3512 DITA» мощностью 783 кВт и одного дизельного генератора «G12V190PZLG» мощностью 810 кВт.

3. Транспортные средства. Проектом предусматривается использование автомобильного транспорта для транспортировки грузов и персонала. Перечень используемых видов транспорта состоит из следующих видов автотехники:

- Гидравлический подъемник (автокран 25 тн);
- Бульдозер;
- Автоцистерна для воды (Камаз или Урал);
- Вахтовая (Урал 4320);
- Цементировочный агрегат 2 ед;
- Цементно-смесительная машина СМН-20;
- Полноприводный легковой автомобиль;
- Грузовые машины полуприцепы ЧМЗАП (20тн) и УРАЛ (16);
- ППУ.

Промышленная зона. На территории промышленной зоны (площадки буровой) проектом запланировано обустройство следующих объектов:

- Буровая установка ZJ-40 или аналог;
- Система энергоснабжения;
- Склада ГСМ для дизтоплива;
- Емкостей для технической воды;
- Блоков для приготовления бурового раствора;
- Блоков для отстаивания буровых сточных вод;
- Площадки ремонтно-мастерской;
- Насоса перекачки топлива;
- Насосной установки буровой;
- Пожарного устройства;
- Платформ и площадок промышленной зоны;
- Склад для хим-реагентов, буровых оборудования и т.д.;
- Вагон-домики для рабочего персонала.

Для санитарно-бытового обеспечения производственной деятельности и отдыха персонала бригады, других работников, участвующих в процессе бурения скважины по действующим СНИП, проектом предусматривается:

- Устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафы для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;
- Устройство емкости для хранения пресной воды с герметичным люком и устройством для отбора проб воды, а также кипятильников (типа “Титан”) для круглосуточного обеспечения кипяченой водой;
- Устройство склада для продуктов с холодильниками;
- Устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора на удалении не менее 30 м от мест проживания;
- Обеспечение сменными спальными принадлежностями;
- Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений.

Техническая и биологическая рекультивация.

По окончании бурения и опробования скважин, демонтажа и вывоза оборудования работу по технической рекультивации земель необходимо проводить в следующей последовательности:

- демонтировать сборные фундаменты и вывезти для последующего использования;
- разобрать монолитные бетонные фундаменты и площадки и вывезти их для использования при строительстве дорог и других объектов;
- очистить участок от металлолома и других материалов;
- снять загрязненные грунты, обезвредить их и вывезти на полигон промышленных отходов;
- 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).

Биологический этап рекультивации осуществляется для восстановления плодородного слоя почв, быстрее освоения нарушенных земель и использования их в хозяйстве (после этапа технической рекультивации).

1.3. Характеристика климатических условий необходимых для оценки воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду

Климат района планируемых работ резко континентальный с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Такой климатический режим обусловлен расположением области внутри Евразийского материка, южным положением, особенностями циркуляции атмосферы, характером подстилающей поверхности и другими факторами.

Континентальность климата проявляется в больших колебаниях метеорологических элементов, в их суточном и годовом ходе. Влияние Аральского моря на климат заметно лишь в узкой полосе побережья и выражается в небольшом увеличении влажности воздуха, повышении температуры воздуха в зимние месяцы и в понижении ее в летние.

Температура воздуха. Годовой ход температуры на станции Кызылорда минимум достигается в январе, максимум – в июле. Лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Абсолютный максимум температуры -44°C - 47°C . Средняя температура самого холодного месяца района участка от -90°C до -120°C . Открытость к северу позволяет холодным массам беспрепятственно проникать на

территорию области и вызвать резкие похолодания, особенно зимой. Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -400С, -450С.

Период со среднесуточной температурой воздуха выше 00С длится 235-275 дней. Он начинается обычно 23 февраля – 18 марта и заканчивается 12-28 ноября. Продолжительность безморозного периода составляет 160-200 дней. Первые заморозки наступают 8 ноября, а последние – 12 апреля. Продолжительность безморозного периода составляет примерно 178 дней в году. Снежный покров незначителен и неустойчив, обычно его сдувает с поверхности. Средняя максимальная высота снежного покрова достигает до 6 см. Продолжительность пребывания снежного покрова до 35-55 дней.

Влажность воздуха. Годовой ход относительной влажности противоположен ходу температуры воздуха, т.е. с ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность воздуха бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это время (XI-III) составляют 57-90% м/с Кызылорда. В период с апреля по октябрь значения ее колеблются от 27-50 до 54-57% с минимумом в июле. Дефицит влажности в районе работ составляет в среднем за год 10,4 гПа. В холодный период, когда температура воздуха низкая, дефицит влажности невелик (0,6-1,7 гПа) и минимальное его значение 0,6 гПа наблюдается в январе. К июлю дефицит влажности возрастает и в среднем поднимается до 26,6 гПа.

Атмосферные осадки. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Осадков выпадает очень мало. Среднегодовое количество их не превышает 100-150 мм и распределяется по сезонам года крайне неравномерно, 60% всех осадков приходится на зимне-весенний период. В отдельные влажные годы сумма осадков может достигать 227 мм. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. Засушливый период начинается с июня месяца и продолжается до октября месяца. Средняя величина испарения с открытой водной поверхности, по многолетним наблюдениям может составлять 1478 мм, что более чем в 10 раз превышает сумму годовых атмосферных осадков. Этим объясняется значительная засоленность грунтов данной территории.

Ветер. Для данного региона характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Сильные ветры зимой при низких температурах сдувают незначительный покров с возвышенных частей рельефа, что вызывает глубокое промерзание и растрескивание верхних слоев почвы. В летние месяцы наблюдаются пыльные бури. Средняя годовая скорость ветра по данным метеостанций Кызылорда равна– 2,7-3,0 м/с и наибольшую повторяемость имеют ветры северо-восточного направления (31%).

Атмосферные явления. Число дней в год с пыльной бурей в данном районе составляет 23,1. Наибольшее число дней с пыльной бурей приходится на апрель-май. Туманы здесь бывают чаще зимой, и среднее число дней с туманом в год составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в год.

Таблица 1.3-1.

Метеорологические характеристики концентраций веществ и коэффициенты, определяющие условия концентраций загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, АБ	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	+34,3
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-9,2

Среднегодовая роза ветров, %	
С	20
СВ	19
В	11
ЮВ	4
Ю	10
ЮЗ	13
З	13
СЗ	10
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.7
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

Таким образом, природно-климатические условия контрактной площади характеризуются резко континентальным климатом с жарким сухим продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Засушливость – одна из отличительных черт климата данного района. Наличие большого дефицита влажности при высоких температурах воздуха создает условия для значительного испарения. На всей территории данного района дуют сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления, которые зимой сдувают снег с поверхности возвышенных частей рельефа и летом поднимают пыльные бури.

1.3.1. Характеристика района расположения предприятия по уровню загрязнения атмосферного воздуха. Современное состояние воздушного бассейна

В современной концепции охраны окружающей среды особое место занимает состояние воздушного бассейна. Любое антропогенное влияние может привести к недопустимым уровням загрязнения компонентов природной среды, снижению биоразнообразия фауны и флоры, деградации почвенно-растительного покрова, изменению мест обитания животного мира, исчезновению и сокращению популяций, а главное – угрозе здоровью населения. Основными принципами охраны атмосферного воздуха согласно «Экологический кодекс» являются:

- охрана жизни и здоровья человека, настоящего и будущих поколений;
- недопущения необратимых последствий загрязнения атмосферного воздуха для окружающей среды.

Критериями качества состояния воздушного бассейна являются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в воздухе населенных мест, принятых в Казахстане. Исследуемый участок работ находится на значительном расстоянии от селитебных зон. Источники загрязнения, расположенные за пределами площади работ, никакого ощутимого влияния на эту территорию не оказывают.

В целом, природно-климатические условия территории способствуют быстрому очищению атмосферного воздуха от вредных примесей. В период проектируемых работ наиболее существенным загрязняющим фактором следует считать работу буровой установки, дизельных генераторов, факела.

Состояние атмосферного воздуха в районе проведения работ, влияющего на компоненты окружающей среды, определяется двумя факторами:

- климатическими особенностями территории, определяющими условия рассеивания загрязняющих компонентов;
- ингредиентным составом, объемами выбросов ЗВ и характеристика

Общая оценка загрязнения атмосферы. По данным из информационного бюллетеня о состоянии окружающей среды РГП Казгидромет за 2020 год, уровень загрязнения атмосферного воздуха города оценивался *низкий, он определялся значениями СИ=1 и НП =0% (низкий уровень).*

**Согласно РД если ИЗА, СИ и НП попадают в разные градации, то степень загрязнения атмосферы оценивается по ИЗА. Средние концентрации не превышали предельно допустимой нормы.*

Уровень загрязнения атмосферного воздуха по сравнению с 2019 годом не изменился.

Казахстанским научно-исследовательским гидрометеорологическим институтом произведено районирование территории Республики Казахстан, с точки зрения благоприятности отдельных ее районов для самоочищения атмосферы от вредных выбросов, в зависимости от метеоусловий. В соответствии с ним территория Республики Казахстан поделена на пять зон (рис. 3).

Район проектируемых работ находится в зоне III со значением очень повышенного потенциала загрязнения атмосферы, т.е. климатические условия для рассеивания вредных веществ в атмосфере являются удовлетворительными.

Для района проведения работ характерно наличие частых ветров. Благодаря этому, а также достаточной удаленности исследуемой территории от промышленного района воздушная среда не подвержена техногенному загрязнению и обладает высоким потенциалом к самоочищению.



Рисунок 3.

Распределение значений потенциала загрязнения атмосферы для территории РК

1.4. Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Интересы улучшения экологических условий жизни и охрана здоровья населения в связи с антропогенными изменениями гидрологической обстановки потребовали более широкого подхода, в основу которого положены современные данные о прямом и косвенном влиянии водного фактора на здоровье населения, возможности рационального рекреационного использования природных ресурсов. Эти явления влияют на условия духовного и физического развития, адаптации человека к новым природно-климатическим условиям.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ:

В разделе приведена оценка возможного техногенного воздействия на окружающую среду с учетом характера работ, выполняемых на каждом из этапов проведения работ.

В данном разделе рассмотрено воздействие загрязняющих веществ на атмосферный воздух при строительстве эксплуатационных скважин.

Строительство эксплуатационных скважин будет осуществляться буровой установкой ZJ-40 и проходить по следующим этапам:

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.	81
в том числе:	
строительно-монтажные работы	11
подготовительные работы к бурению	10
бурение и крепление	40
испытание, всего в том числе:	20
в открытом стволе	
в эксплуатационной колонне	20

При бурении эксплуатационных скважин глубиной 2250 м (± 250 м) на месторождении Есжан, основными источниками загрязнения природной среды являются:

На период строительно-монтажные 11 суток и подготовительные работы к бурению 10 суток:

Неорганизованные источники

- ❖ ИЗ №6001. Земляные работы
- ❖ ИЗ №6002. Участок сварки

На период строительно-монтажных и подготовительных работ к бурению на площадке будут задействованы 2 неорганизованных источника загрязнения воздушного бассейна. Согласно расчетам, в период строительно-монтажных и подготовительных работ в атмосферу выбрасываются 8 ингредиентов загрязняющих веществ.

На период бурение и крепление скважины (буровая установка ZJ-40) – 40 суток:

Организованные источники

- ❖ ИЗ №0001. Дизельный двигатель «G12V190PZLG» N - 810 кВт, 1 шт. (силовой двигатель)
- ❖ ИЗ №0002-0003. Дизельный двигатель «CAT3512 DITA» N - 783 кВт, 2 шт. (насос)
- ❖ ИЗ №0004. Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32» N - 200 кВт, 1 шт. (освещение)
- ❖ ИЗ №0005. Цементировочный агрегат «ЦА-320М»
- ❖ ИЗ №0006. Котельная для отопления

Неорганизованные источники

- ❖ ИЗ №6003. Емкость для хранения дизельного топлива
- ❖ ИЗ №6004. Насос для перекачки дизельного топлива
- ❖ ИЗ №6005. Емкость для хранения масла
- ❖ ИЗ №6006. Блок приготовления бурового раствора

Согласно проведенных расчетов, на этапе бурение и крепление скважины на площадке будут задействованы 10 источников загрязнения воздушного бассейна: 6 организованных и 4 неорганизованных источников.

Согласно расчетам, в период бурения и крепление скважин, в атмосферу выбрасываются 14 ингредиентов загрязняющих веществ.

На период испытания скважины (буровая установка А-50) – 20 суток:

Организованные источники

- ❖ ИЗ №0007. Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N-176 кВт, 1-шт
- ❖ ИЗ №0008. Дизельгенератор АД-100 (освещения)
- ❖ ИЗ №0009. ЦА-320 (ЯМЗ-236)
- ❖ ИЗ №0010. Котельная для отопления
- ❖ ИЗ №0011. Печь подогрева
- ❖ ИЗ №0012. Факел

Неорганизованные источники

- ❖ ИЗ №6007. Емкость для дизтоплива
- ❖ ИЗ №6008. Резервуар для тех.масла

При испытании скважины будут задействованы 8 источников загрязнения воздушного бассейна: 6 организованных и 2 неорганизованных источников. В атмосферу выбрасываются 12 ингредиентов загрязняющих веществ.

При испытании газ планируется сжигать на факеле. При сжигании газа на факеле в атмосферу выделяются: углерод оксид, азота диоксид, метан, углерод.

Расчет нормативов сжигания газа при испытании объектов скважин выполнен в соответствии с «Методикой расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию», утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 164.

1) Согласно данной Методике расчет объемов сжигания сырого газа при испытании объектов нефтяных, газонефтяных, нефтегазовых, нефтегазоконденсатных и газоконденсатнонефтяных скважин (VIII) производится по следующей формуле:

$$VIII = D \times G_f \times T, \quad (3)$$

где:

VIII – объем сжигания сырого газа при испытании объектов скважин, м³;

D – средний ожидаемый дебит скважин, (дебит скважины – объем добытой нефти за одни сутки, т/сут.) = 18 м³/сут = 18 м³/сут * 0,833 т/м³ = **14,994 т/сут**;

G_f – газовый фактор, м³/т (отношение полученного количества сырого газа к количеству добытой нефти, м³/т) = **85 м³/т**;

T – количество дней испытания объектов скважин = **20 дн.**

Объем сжигания газа при испытании скважины равен:

$$VIII = 14,994 \text{ т/сут} \times 85 \text{ м}^3/\text{т} \times 20 \text{ дн.} = 25489,8 \text{ м}^3$$

Объемный расход газа сжигаемого на факеле соответственно составляет **B**, м³/с: 0,014751.

В течение 2023 года будет пробурено 3 скважины

Месторождении «Есжан»		
Год	Количество скважин	Номера скважин
2023	3	17, 18, 19

Продолжительность работ, объемы и буровые работы являются идентичными, в этой связи расчеты выбросов ЗВ являются также аналогичными для всех 3-х скважин.

Перечень и объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу представлен в таблице 1.4-1. Параметры представлены в таблице 1.4-2.

Таблица 1.4-1

**Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при СМР,
подготовительных работах, бурении и креплении и испытании скважин на 2023 год (Скважина 17, 18, 19)**

Код ЗВ	Наименование ЗВ	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	Значение М/ЭНК
							на 1 скважину		на 3 скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0123.	Железо (II, III) оксиды (ди)Железо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо			0,04		3	0,000511	0,000184	0,01782	0,00642	
0143.	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид		0,01	0,001		2	4,356974299	10,603303064	0,001533	0,000552	
0301.	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)		0,2	0,04		2	0,9007062	2,0558065	13,070922897	31,809909192	
0304.	Азот (II) оксид (Азота оксид)		0,4	0,06		3	0,285564266	0,657830887	2,7021186	6,1674195	
0328.	Углерод (Сажа, Углерод черный)		0,15	0,05		3	0,8735301	2,22556	0,856692798	1,973492661	
0330.	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)		0,5	0,05		3	0,00003809	0,00013588	2,6205903	6,67668	
0333.	Сероводород (Дигидросульфид)		0,008			2	3,72693326	8,849018868	0,00011427	0,00040764	
0337.	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)		5	3		4	0,000417	0,00015	11,18079978	26,547056604	
0342.	Фтористые газообразные соединения		0,02	0,005		2	0,001833	0,00066	0,001251	0,00045	
0344.	Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,00000678	0,0000234	0,005499	0,00198	
0405.	Пентан (450)		100	25		4	0,010554942	0,018301472	0,00002034	0,0000702	
0410.	Метан (727*)				50		0,00000978	0,0000338	0,031664826	0,054904416	

0412.	Изобутан (2-Метилпропан) (279)		15			4	0,0001623	0,000561	0,00002934	0,0001014	
0415.	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		0,00000679	0,00001671	0,0004869	0,001683	
0703.	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0,006947	0,01200	0,00002037	0,00005013	
1301.	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,0695971	0,160674	0,020841	0,03600	
1325.	Формальдегид (Метаналь)		0,05	0,01		2	0,00000088	0,00007717	0,2087913	0,482022	
2735.	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)				0,05		1,58726234	3,850264	0,00000264	0,00023151	
2754.	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)		1			4	0,001558	0,000561	4,76178702	11,550792	
2908.	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,000511	0,000184	0,004674	0,001683	
	ВСЕГО:						11,828553127	28,437301751	35,485659381	85,311905253	
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ											
Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)											

Таблица 1.4-2

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматива допустимых выбросов на 2023 год (Скважина 17, 18, 19)

Производство	Цех	Источники выделения		Число	Наименование	Номер	Высота	Диаметр	Параметры газовойздушной смеси		
		вредных веществ		часов	источников выб-	источника	источника	устья	на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке		
		наимено-	коли-	работы	роса вредных	на карте-	выбросов	трубы	скорость,	объем,	темп/ра,
		вание	чество	в год	веществ	схеме	м	м	м/с	м³/с	°С
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Строительно-монтажные и подготовительные работы											
ТОО «САУТС-ОЙЛ»	Земляные работы		1	504	Площадной	6001.					
	Участок сварки		1	504	Площадной	6002.					
Бурение и крепление скважины (буровая установка ZJ-40)											
	Дизельный двигатель «G12V190PZLG» N - 810 кВт, (силовой двигатель)	«G12V190PZLG» N - 810 кВт	1	960	Выхлопная труба	0001.	4	0,15			
	Дизельный двигатель «CAT3512 DITA» N - 783 кВт, (насос)	«CAT3512 DITA» N - 783 кВт, (насос)	2	960	Выхлопная труба	0002-0003.	4	0,15			
	Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32» N - 200 кВт, (освещение)	«Mtu 12V183TE32» N - 200 кВт, (освещение)	1	960	Выхлопная труба	0004.	4	0,15			
	Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	ЦА-320М	1	300	Выхлопная труба	0005.	2	0,1			
	Котельная для отопления	Котельная для отопления	1	960	Выхлопная труба	0006.	2	0,1			
	Емкость для хранения дизельного топлива		1	960	Неорганизованный	6003.					
	Насос для перекачки дизельного топлива		1	960	Неорганизованный	6004.					
	Емкость для хранения масла		1	960	Неорганизованный	6005.					
	Блок приготовления бурового раствора		1	960	Неорганизованный	6006.					
Испытательная площадка (освоение)											
	Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N-176 кВт	ЯМЗ-238, N-176 кВт	1	480	Выхлопная труба	0007.	2	0,1			
	Дизельгенератор АД-100 (освещения)	АД-100 (освещения)	1	480	Выхлопная труба	0008.	2	0,1			
	ЦА-320 (ЯМЗ-236)	ЦА-320 (ЯМЗ-236)	1	480	Выхлопная труба	0009.	2	0,1			
	Котельная для отопления	Котельная для отопления	1	480	Выхлопная труба	0010.	2	0,1			
	Емкость для дизтоплива		1	480	Неорганизованный	6007.					

	Резервуар для тех.масла		1	480	Неорганизованный	6008.				
	Печь подогрева		1	480	Дымовая труба	0011.	2	0,1		0,0343
	Факел		1	480	Труба	0012.	15	0,1	4,8976	0,038466

Продолжение таблицы

Координаты на карте схеме				Наимено-	Вещество	Коэффициент	Средняя	Код вещества	Наименование	Выбросы вредных веществ			Год
точечного источника		2-го конца линейного		вание	по которым	обеспеченности	степень		вредного				дос-
/1-го конца линейного		/длина, ширина		газоочит-	произво-	газоочистки	очистки		вещества				тиже-
источника	/центра	площадного источника		ных	дится								ния
площадного	источника			установок	газоочистка								НДВ
X1	Y1	X2	Y2						сп/п	г/с	мг/м³	т/г	
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
Строительно-монтажные и подготовительные работы													
								2908 (0,1)	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль, цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,00078		0,000281	2023
								0123 (0,04)	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,00594		0,00214	2023
								0143 (0,001)	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,000511		0,000184	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,000667		0,00024	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,0001083		0,000039	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,00739		0,00266	2023
								0342 (0,005)	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,000417		0,00015	2023
								0344 (0,2)	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,001833		0,00066	2023
								2908 (0,1)	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль, цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,000778		0,00028	2023
Бурение и крепление скважины (буровая установка ZJ-40)													
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	1,512		2,91424	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,2457		0,473564	2023

								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,07875		0,15612	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,315		0,62448	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	1,1925		2,28976	2023
								0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000025		0,0000047	2023
								1325(0,01)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0225		0,041632	2023
								2754 (1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,54		1,0408	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	1,4616		5,63444	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,23751		0,9155965	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,076125		0,301845	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,3045		1,20738	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	1,15275		4,42706	2023
								0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000024		0,0000091	2023
								1325(0,01)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,02175		0,080492	2023
								2754 (1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,522		2,0123	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,4266667		0,8224	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,0693333		0,13364	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,0277778		0,0514	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,0666667		0,1285	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,3444444		0,6682	2023
								0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000007		0,0000014	2023
								1325(0,01)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0066667		0,01285	2023
								2754 (1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1611111		0,3084	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,3754667		0,304	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,0610133		0,0494	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,0244444		0,019	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,0586667		0,0475	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,3031111		0,247	2023
								0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000059		0,00000052	2023
								1325(0,01)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0058667		0,00475	2023
								2754 (1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1417778		0,114	2023

								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,000415		0,001445	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,0000675		0,000235	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,0001725		0,0006	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,00406		0,0141	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,0096		0,03336	2023
								0333 (0,008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000011		0,00000246	2023
								2754 (1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0000388		0,000875	2023
								0333 (0,008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000311		0,0001075	2023
								2754 (1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01108		0,0383	2023
								2735(0,05)	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,00000079		0,0000732	2023
								0333 (0,008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000686		0,0000237	2023
								0405	Пентан (450)	0,00000678		0,0000234	2023
								0410	Метан (727*)	0,00003615		0,000125	2023
								0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00000978		0,0000338	2023
								0415(5,0)	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0001623		0,000561	2023
Испытание скважины (буровая установка А-50)													
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,3754667		0,5728	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,0610133		0,09308	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,0244444		0,0358	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,0586667		0,0895	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,3031111		0,4654	2023
								0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006		0,00000099	2023
								1325(0,01)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0058667		0,00895	2023
								2754 (1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1417778		0,2148	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,1007		0,174	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,1309		0,226	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,01678		0,029	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,03356		0,058	2023

								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,0839		0,145	2023
								1301(0,01)	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,00403		0,00696	2023
								1325(0,01)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00403		0,00696	2023
								2754(1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0403		0,0696	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,0729		0,126	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,0948		0,1638	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,01215		0,021	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,0243		0,042	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,0608		0,105	2023
								1301(0,01)	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,002917		0,00504	2023
								1325(0,01)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,002917		0,00504	2023
								2754(1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,02917		0,0504	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,00083		0,001445	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,000135		0,000235	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,000345		0,0006	2023
								0330(0,05)	Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)	0,00811		0,0141	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,0192		0,03336	2023
								0333(0,008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000002		0,00000222	2023
								2754(1,00)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00000684		0,000789	2023
								2735(0,05)	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	0,00000009		0,00000397	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,000772		0,001334	2023
								0304(0,06)	Азот (II) оксид (6)	0,0001255		0,000217	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,004375		0,00756	2023
								0410(50)	Метан (727*)	0,004375		0,00756	2023
								0301(0,04)	Азота (IV) диоксид (4)	0,029490199		0,050959064	2023
								0328(0,05)	Углерод (сажа, углерод черный) (583)	0,024575166		0,042465887	2023
								0337(3,00)	Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)	0,24575166		0,424658868	2023

								0410(50)	Метан (727*)	0,006143792		0,010616472	2023
--	--	--	--	--	--	--	--	----------	--------------	-------------	--	-------------	------

1.5. Обоснование данных о выбросах вредных веществ

Расчеты валовых выбросов рассчитаны на одну скважину, так как продолжительность работ, объемы и буровые работы являются идентичными, в этой связи расчеты выбросов ЗВ являются также аналогичными.

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

СМР и подготовительные работы

Источник загрязнения №6001, Земляные работы

Вид работ: Расчет выбросов при погрузочно-разгрузочных работах (п. 9.3.3)

Материал: Песок

Влажность материала в диапазоне: 2.0 - 0.5 %

Коэфф., учитывающий влажность материала(табл.9.1), $K_0 = 1.3$

Скорость ветра в диапазоне: 1.0 - 2.0 м/с

Коэфф., учитывающий среднегодовую скорость ветра(табл.9.2), $K_1 = 1$

Местные условия: склады, хранилища открытые с 4-х сторон

Коэфф., учитывающий степень защищенности узла(табл.9.4), $K_4 = 1$

Высота падения материала, м, $GB = 0.5$

Коэффициент, учитывающий высоту падения материала(табл.9.5), $K_5 = 0.4$

Удельное выделение твердых частиц с тонны материала, г/т, $Q = 540$

Эффективность применяемых средств пылеподавления (определяется экспериментально, либо принимается по справочным данным), доли единицы, $N = 0$

Количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/год, $MGOD = 1$

Максимальное количество отгружаемого (перегружаемого) материала, т/час, $MH = 0.01$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Количество твердых частиц, выделяющихся при погрузочно-разгрузочных работах: Валовый выброс, т/год (9.24), $\underline{M} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MGOD \cdot (1-N) \cdot 10^{-6} = 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 1 \cdot (1-0) \cdot 10^{-6} = 0.000281$

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.25), $\underline{G} = K_0 \cdot K_1 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot Q \cdot MH \cdot (1-N) / 3600$
 $= 1.3 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0.4 \cdot 540 \cdot 0.01 \cdot (1-0) / 3600 = 0.00078$

Итого выбросы:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,0007800	0,0002810

Источник загрязнения №6002, Участок сварки.

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO_2 , $KNO_2 = 0.8$

Коэффициент трансформации оксидов азота в NO , $KNO = 0.13$

РАСЧЕТ выбросов ЗВ от сварки металлов

Вид сварки: Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами

Электрод (сварочный материал): УОНИ-13/45

Расход сварочных материалов, кг/год, $B = 200$

Фактический максимальный расход сварочных материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час, $BMAX = 2$

Удельное выделение сварочного аэрозоля,

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 16.31$

в том числе:

Примесь: 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 10.69$

Валовый выброс, т/год (5.1), $\underline{M} = GIS \cdot B / 10^6 = 10.69 \cdot 200 / 10^6 = 0.00214$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $\underline{G} = GIS \cdot BMAX / 3600 = 10.69 \cdot 2 / 3600 = 0.00594$

Примесь: 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.92$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.92 \cdot 200 / 10^6 = 0.000184$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.92 \cdot 2 / 3600 = 0.000511$

Примесь: 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20(шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.4$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 1.4 \cdot 200 / 10^6 = 0.00028$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 1.4 \cdot 2 / 3600 = 0.000778$

Примесь: 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 3.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 3.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00066$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 3.3 \cdot 2 / 3600 = 0.001833$

Газы:

Примесь: 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 0.75$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 0.75 \cdot 200 / 10^6 = 0.00015$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.75 \cdot 2 / 3600 = 0.000417$

Расчет выбросов оксидов азота:

Удельное выделение загрязняющих веществ,

г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 1.5$

С учетом трансформации оксидов азота получаем:

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO_2 \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.00024$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO_2 \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.8 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.000667$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = KNO \cdot GIS \cdot B / 10^6 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 200 / 10^6 = 0.000039$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = KNO \cdot GIS \cdot BMAX / 3600 = 0.13 \cdot 1.5 \cdot 2 / 3600 = 0.0001083$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Удельное выделение загрязняющих веществ, г/кг расходуемого материала (табл. 1, 3), $GIS = 13.3$

Валовый выброс, т/год (5.1), $M = GIS \cdot B / 10^6 = 13.3 \cdot 200 / 10^6 = 0.00266$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2), $G = GIS \cdot BMAX / 3600 = 13.3 \cdot 2 / 3600 = 0.00739$

ИТОГО:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0,0059400	0,0021400
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,0005110	0,0001840
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0006670	0,0002400

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0001083	0,0000390
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,0073900	0,0026600
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,0004170	0,0001500
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,0018330	0,0006600
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,0007780	0,0002800

Бурение и крепление (буровая установка ZJ-40)

ИЗ №0001. Дизельный двигатель «G12V190PZLG» N - 810 кВт, (силовой двигатель)

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 $V_{год}$, т, 104.08

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 810

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт*ч, 133.848

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 473

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 133.848 \cdot 810 = 0.945395194 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\Gamma_{АММАог}$, кг/м³:

$$\Gamma_{АММАог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 473 / 273) = 0.479396783 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \Gamma_{АММАог} = 0.945395194 / 0.479396783 = 1.972051602 \quad (A.4)$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

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

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{э}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i = e_{м} \cdot P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{э} \cdot V_{год} / 1000 \quad (2)$$

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

Примесь:0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 5.3 \cdot 810 / 3600 = 1.1925$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 22 \cdot 104.08 / 1000 = 2.28976$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600) \cdot 0.8 = (8.4 \cdot 810 / 3600) \cdot 0.8 = 1.512$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.8 = (35 \cdot 104.08 / 1000) \cdot 0.8 = 2.91424$$

Примесь:2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 2.4 \cdot 810 / 3600 = 0.54$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 10 \cdot 104.08 / 1000 = 1.0408$$

Примесь:0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.35 \cdot 810 / 3600 = 0.07875$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 1.5 \cdot 104.08 / 1000 = 0.15612$$

Примесь:0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 1.4 \cdot 810 / 3600 = 0.315$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 6 \cdot 104.08 / 1000 = 0.62448$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.1 \cdot 810 / 3600 = 0.0225$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.4 \cdot 104.08 / 1000 = 0.041632$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.000011 \cdot 810 / 3600 = 0.0000025$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.000045 \cdot 104.08 / 1000 = 0.0000047$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600) \cdot 0.13 = (8.4 \cdot 810 / 3600) \cdot 0.13 = 0.2457$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.13 = (35 \cdot 104.08 / 1000) \cdot 0.13 = 0.473564$$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,512	2,91424
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,2457	0,473564
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,07875	0,15612
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,315	0,62448
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,1925	2,28976
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000025	0,0000047
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0225	0,041632
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,54	1,0408

ИЗ №0002-0003. Дизельный двигатель «CAT3512 DITA» N - 783 кВт, (насос)

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 $V_{год}$, т, 201.23

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки P_{Σ} , кВт, 783

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя b_{Σ} , г/кВт* ч, 267.707

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 473

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог}=8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э}=8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 267.707 \cdot 783=1.827839146 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\Gamma_{АММАог}$, кг/м³:

$$\Gamma_{АММАог}=1.31/(1+T_{ог}/273)=1.31/(1+473/273)=0.479396783 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог}=G_{ог}/\Gamma_{АММАог}=1.827839146/0.479396783=3.812789764 \quad (A.4)$$

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
В	5.3	8.4	2.4	0.35	1.4	0.1	1.1E-5

Таблица значений выбросов $q_{эi}$ г/кг.топл. стационарной дизельной установки до капитального ремонта

Группа	CO	NOx	CH	C	SO2	CH2O	БП
В	22	35	10	1.5	6	0.4	4.5E-5

Расчет максимального из разовых выброса M_i , г/с:

$$M_i=e_{mi} \cdot P_{э}/3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i=q_{эi} \cdot V_{год}/1000 \quad (2)$$

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

Примесь:0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i=e_{mi} \cdot P_{э}/3600=5.3 \cdot 783/3600=1.15275$$

$$W_i=q_{mi} \cdot V_{год}=22 \cdot 201.23/1000=4.42706$$

Примесь:0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i=(e_{mi} \cdot P_{э}/3600) \cdot 0.8=(8.4 \cdot 783/3600) \cdot 0.8=1.4616$$

$$W_i=(q_{mi} \cdot V_{год}/1000) \cdot 0.8=(35 \cdot 201.23/1000) \cdot 0.8=5.63444$$

Примесь:2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i=e_{mi} \cdot P_{э}/3600=2.4 \cdot 783/3600=0.522$$

$$W_i=q_{mi} \cdot V_{год}/1000=10 \cdot 201.23/1000=2.0123$$

Примесь:0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i=e_{mi} \cdot P_{э}/3600=0.35 \cdot 783/3600=0.076125$$

$$W_i=q_{mi} \cdot V_{год}/1000=1.5 \cdot 201.23/1000=0.301845$$

Примесь:0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i=e_{mi} \cdot P_{э}/3600=1.4 \cdot 783/3600=0.3045$$

$$W_i=q_{mi} \cdot V_{год}/1000=6 \cdot 201.23/1000=1.20738$$

Примесь:1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i=e_{mi} \cdot P_{э}/3600=0.1 \cdot 783/3600=0.02175$$

$$W_i=q_{mi} \cdot V_{год}=0.4 \cdot 201.23/1000=0.080492$$

Примесь:0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i=e_{mi} \cdot P_{э}/3600=0.000011 \cdot 783/3600=0.0000024$$

$$W_i=q_{mi} \cdot V_{год}=0.000045 \cdot 201.23/1000=0.0000091$$

Примесь:0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i=(e_{mi} \cdot P_{э}/3600) \cdot 0.13=(8.4 \cdot 783/3600) \cdot 0.13=0.23751$$

$$W_i=(q_{mi} \cdot V_{год}/1000) \cdot 0.13=(35 \cdot 201.23/1000) \cdot 0.13=0.9155965$$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1,4616	5,63444
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,23751	0,9155965
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,076125	0,301845
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,3045	1,20738
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1,15275	4,42706
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000024	0,0000091
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,02175	0,080492
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0,522	2,0123

ИЗ №0004. Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32» N - 200 кВт, (освещение)

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 Вгод, т, 25.7

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки Рэ, кВт, 200

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя бэ, г/кВт* ч, 133.854

Температура отработавших газов Тог, К, 473

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1.Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов Gог, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 133.854 \cdot 200 = 0.233441376 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов ГАММАог, кг/м³:

$$\Gamma_{АММАог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 473 / 273) = 0.479396783 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Qог, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \Gamma_{АММАог} = 0.233441376 / 0.479396783 = 0.486948149 \quad (A.4)$$

2.Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов емі 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 qэі 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 Mi, г/с:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса Wi, т/год:

$$W_i = q_{эi} \cdot V_{год} / 1000 \quad (2)$$

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

Примесь:0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 6.2 \cdot 200 / 3600 = 0.3444444$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 26 \cdot 25.7 / 1000 = 0.6682$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{э} / 3600) \cdot 0.8 = (9.6 \cdot 200 / 3600) \cdot 0.8 = 0.4266667$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.8 = (40 \cdot 25.7 / 1000) \cdot 0.8 = 0.8224$$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 2.9 \cdot 200 / 3600 = 0.1611111$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 12 \cdot 25.7 / 1000 = 0.3084$$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 0.5 \cdot 200 / 3600 = 0.0277778$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 2 \cdot 25.7 / 1000 = 0.0514$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 1.2 \cdot 200 / 3600 = 0.0666667$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 5 \cdot 25.7 / 1000 = 0.1285$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 0.12 \cdot 200 / 3600 = 0.0066667$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.5 \cdot 25.7 / 1000 = 0.01285$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 = 0.000012 \cdot 200 / 3600 = 0.0000007$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.000055 \cdot 25.7 / 1000 = 0.0000014$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{э} / 3600) \cdot 0.13 = (9.6 \cdot 200 / 3600) \cdot 0.13 = 0.0693333$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.13 = (40 \cdot 25.7 / 1000) \cdot 0.13 = 0.13364$$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,4266667	0,8224
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0693333	0,13364
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0277778	0,0514
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0666667	0,1285
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,3444444	0,6682
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000007	0,0000014
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0066667	0,01285
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1611111	0,3084

ИЗ №0005. Цементировочный агрегат «ЦА-320М»

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 $V_{год}$, т, 9.5

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт*ч, 56.226

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 473

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 56.226 \cdot 176 = 0.086291167 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\Gamma_{АММАог}$, кг/м³:

$$\text{ГАММАог} = 1.31 / (1 + \text{Тог} / 273) = 1.31 / (1 + 473 / 273) = 0.479396783 \quad (\text{А.5})$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов Qог , м³/с:

$$\text{Qог} = \text{Gог} / \text{ГАММАог} = 0.086291167 / 0.479396783 = 0.17999947 \quad (\text{А.4})$$

2. Расчет максимального из разовых и валового выбросов

Таблица значений выбросов $\text{е}_{\text{и}}$ 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 $\text{q}_{\text{э}}$ 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 $\text{M}_{\text{и}}$, г/с:

$$\text{M}_{\text{и}} = \text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса $\text{W}_{\text{и}}$, т/год:

$$\text{W}_{\text{и}} = \text{q}_{\text{э}} * \text{В}_{\text{год}} / 1000 \quad (2)$$

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

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$\text{M}_{\text{и}} = \text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600 = 6.2 * 176 / 3600 = 0.3031111$$

$$\text{W}_{\text{и}} = \text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} = 26 * 9.5 / 1000 = 0.247$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$\text{M}_{\text{и}} = (\text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600) * 0.8 = (9.6 * 176 / 3600) * 0.8 = 0.3754667$$

$$\text{W}_{\text{и}} = (\text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} / 1000) * 0.8 = (40 * 9.5 / 1000) * 0.8 = 0.304$$

Примесь: 2754 Алканы C₁₂₋₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C₁₂₋₁₉ (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$\text{M}_{\text{и}} = \text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600 = 2.9 * 176 / 3600 = 0.1417778$$

$$\text{W}_{\text{и}} = \text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} / 1000 = 12 * 9.5 / 1000 = 0.114$$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$\text{M}_{\text{и}} = \text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600 = 0.5 * 176 / 3600 = 0.0244444$$

$$\text{W}_{\text{и}} = \text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} / 1000 = 2 * 9.5 / 1000 = 0.019$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$\text{M}_{\text{и}} = \text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600 = 1.2 * 176 / 3600 = 0.0586667$$

$$\text{W}_{\text{и}} = \text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} / 1000 = 5 * 9.5 / 1000 = 0.0475$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$\text{M}_{\text{и}} = \text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600 = 0.12 * 176 / 3600 = 0.0058667$$

$$\text{W}_{\text{и}} = \text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} = 0.5 * 9.5 / 1000 = 0.00475$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$\text{M}_{\text{и}} = \text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600 = 0.000012 * 176 / 3600 = 0.00000059$$

$$\text{W}_{\text{и}} = \text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} = 0.000055 * 9.5 / 1000 = 0.00000052$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$\text{M}_{\text{и}} = (\text{е}_{\text{и}} * \text{P}_{\text{э}} / 3600) * 0.13 = (9.6 * 176 / 3600) * 0.13 = 0.0610133$$

$$\text{W}_{\text{и}} = (\text{q}_{\text{и}} * \text{В}_{\text{год}} / 1000) * 0.13 = (40 * 9.5 / 1000) * 0.13 = 0.0494$$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3754667	0,304

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0610133	0,0494
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244444	0,019
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0586667	0,0475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031111	0,247
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000059	0,00000052
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0058667	0,00475
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1417778	0,114

ИЗ №0006. Котельная для отопления

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, КЗ=Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)

Расход топлива, т/год, ВТ=2.4

Расход топлива, г/с, ВГ=0.69

Марка топлива, М=Дизельное топливо

Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), QR=10210

Пересчет в МДж, QR=QR·0.004187=10210·0.004187=42.75

Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), AR=0.025

Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), A1R=0.025

Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), SR=0.3

Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), S1R=0.3

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, QN=1.6

Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, QF=1.6

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), KNO=0.0176

Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, B=0

Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), KNO=KNO·(QF/QN)^0.25=0.0176·(1.6/1.6)^0.25=0.0176

Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), MNOT=0.001·BT·QR·KNO·(1-B)=0.001·2.4·42.75·0.0176·(1-0)=0.001806

Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), MNOG=0.001·BG·QR·KNO·(1-B)=0.001·0.69·42.75·0.0176·(1-0)=0.000519

Выброс азота диоксида (0301), т/год, _M_=0.8·MNOT=0.8·0.001806=0.001445

Выброс азота диоксида (0301), г/с, _G_=0.8·MNOG=0.8·0.000519=0.000415

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, _M_=0.13·MNOT=0.13·0.001806=0.000235

Выброс азота оксида (0304), г/с, _G_=0.13·MNOG=0.13·0.000519=0.0000675

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), NSO2=0.02

Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), H2S=0

Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), _M_=0.02·BT·SR·(1-NSO2)+0.0188·H2S·BT=0.02·2.4·0.3·(1-0.02)+0.0188·0·2.4=0.0141

Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), _G_=0.02·BG·S1R·(1-NSO2)+0.0188·H2S·BG=0.02·0.69·0.3·(1-0.02)+0.0188·0·0.69=0.00406

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), Q4=0

Тип топки: Камерная топка

Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q_3=0.5$

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R=0.65$

Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м³ (ф-ла 2.5), $CCO=Q_3 \cdot R \cdot QR=0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75=13.9$

Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $_M_=0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q_4/100)=0.001 \cdot 2.4 \cdot 13.9 \cdot (1-0/100)=0.03336$

Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G_=0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q_4/100)=0.001 \cdot 0.69 \cdot 13.9 \cdot (1-0/100)=0.0096$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F=0.01$

Тип топки: Камерная топка

Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $_M_=BT \cdot AR \cdot F=2.4 \cdot 0.025 \cdot 0.01=0.0006$

Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $_G_=BG \cdot AR \cdot F=0.69 \cdot 0.025 \cdot 0.01=0.0001725$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,000415	0,001445
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0000675	0,000235
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0001725	0,0006
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00406	0,0141
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0096	0,03336

ИЗ №6003. Емкость для хранения дизельного топлива

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=Дизельное топливо

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C=3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY=2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ=171.455$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY=3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL=171.455$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, $VC=0.357$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP=0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI=25$

Количество резервуаров данного типа, $NR=1$

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

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM=0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR=0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR=0.27$

$GHR=GHR+GHR \cdot KNP \cdot NR=0+0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1=0.000783$

Коэффициент, $KPSR=0.1$

Коэффициент, $KPMAX=0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V=25$

Сумма $Ghr \cdot K_{np} \cdot Nr$, $GHR=0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G=C \cdot KPMAX \cdot VC/3600=3.92 \cdot 0.1 \cdot 0.357/3600=0.0000389$

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

$(2.36 \cdot 171.455+3.15 \cdot 171.455) \cdot 0.1 \cdot 10^{(-6)}+0.000783=0.000877$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $_M_=CI \cdot M/100=99.72 \cdot 0.000877/100=0.000875$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.0000389 / 100 = 0.0000388$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000877 / 100 = 0.00000246$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.0000389 / 100 = 0.00000011$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000011	0,00000246
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0000388	0,000875

ИЗ №6004. Насос для перекачки дизельного топлива

Список литературы:

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МООН РК от 29.07.2011 №196

Выбросы от теплообменных аппаратов и средств перекачки

Нефтепродукт: Дизельное топливо

Наименование оборудования: Насос центробежный с одним торцевым уплотнением вала

Время работы одной единицы оборудования, час/год, $T = 960$

Общее количество оборудования данного типа, шт., $N = 1$

Количество одновременно работающего оборудования, шт., $N1 = 1$

Удельный выброс, кг/час(табл. 6.1), $Q = 0.04$

Максимальный разовый выброс, г/с (6.2.1), $G = Q \cdot N1 / 3.6 = 0.04 \cdot 1 / 3.6 = 0.01111$

Валовый выброс, т/год (6.2.2), $M = (Q \cdot N \cdot T) / 1000 = (0.04 \cdot 1 \cdot 960) / 1000 = 0.0384$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12 -C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

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

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.01111 / 100 = 0.01108$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.0384 / 100 = 0.0383$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Максимальный из разовых выброс, г/с (4.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.01111 / 100 = 0.0000311$

Валовый выброс, т/год (4.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.0384 / 100 = 0.0001075$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0000311	0,0001075
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,01108	0,0383

ИЗ №6005. Емкость для хранения масла

Список литературы:

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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), $C_{MAX} = 0.24$

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, $Q_{OZ} = 5.72$

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м³(Прил. 15), COZ=0.15
 Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, QVL=5.72
 Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м³(Прил. 15), CVL=0.15
 Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, VSL=0.0119
 Максимальный из разовых выброс, т/с (9.2.1), GR=(C_{MAX}·VSL)/3600=(0.24·0.0119)/3600=0.000000793
 Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), MZAK=(COZ·QOZ+CVL·QVL)·10⁻⁶=
 (0.15·5.72+0.15·5.72)·10⁻⁶=0.000001716
 Удельный выброс при проливах, г/м³, J=12.5
 Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), MPRR=0.5·J·(QOZ+QVL)·10⁻⁽⁶⁾=0.5·12.5·(5.72+5.72)·10⁻⁽⁶⁾=0.0000715
 Валовый выброс, т/год (9.2.3), MR=MZAK+MPRR=0.000001716+0.0000715=0.0000732

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), CI=100
 Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.0000732 / 100 = 0.0000732$
 Максимальный из разовых выброс, т/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.000000793 / 100 = 0.00000079$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс т/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,00000079	0,0000732

ИЗ №6006. Блок приготовления бурового раствора

Наименование оборудования: Запорно-регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)

Наименование технологического потока: Неочищенный нефтяной газ

Расчетная величина утечки, кг/с(Прил.Б1), Q = 0.006588

Расчетная доля уплотнений, потерявших герметичность, доли единицы(Прил.Б1), X = 0.07

Общее количество данного оборудования, шт., N = 2

Среднее время работы данного оборудования, час/год, T = 960

Суммарная утечка всех компонентов, кг/час (6.1), G = X · Q · N = 0.07 · 0.006588 · 2 = 0.000922

Суммарная утечка всех компонентов, г/с, G = G / 3.6 = 0.000922 / 3.6 = 0.000256

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 63.39

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 63.39 / 100 = 0.0001623$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.0001623 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.000561$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 14.12

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 14.12 / 100 = 0.00003615$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00003615 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 =$

0.000125

Примесь: 0412 Изобутан (2-Метилпропан) (279)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 3.82

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 3.82 / 100 = 0.00000978$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000978 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000338$

Примесь: 0405 Пентан (450)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 2.65

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.65 / 100 = 0.00000678$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000678 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000234$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Массовая концентрация компонента в потоке, %, C = 2.68

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = G \cdot C / 100 = 0.000256 \cdot 2.68 / 100 = 0.00000686$

Валовый выброс, т/год, $M = G \cdot T \cdot 3600 / 10^6 = 0.00000686 \cdot 960 \cdot 3600 / 10^6 = 0.0000237$

Сводная таблица расчетов:

Оборудов.	Технологич. поток	Общее кол-во, шт.	Время работы, ч/з
Запорно- регулирующая арматура (тяжелые углеводороды)	Неочищенный нефтяной газ	2	960

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000686	0,0000237
0405	Пентан (450)	0,00000678	0,0000234
0410	Метан (727*)	0,00003615	0,000125
0412	Изобутан (2-Метилпропан) (279)	0,00000978	0,0000338
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0001623	0,000561

Испытание (А-50)

ИЗ №0007. Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N-176 кВт

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 $V_{год}$, т, 17.9

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки $P_{э}$, кВт, 176

Удельный расход топлива на экспл./номин. режиме работы двигателя $b_{э}$, г/кВт* ч, 211.884

Температура отработавших газов $T_{ог}$, К, 473

Используемая природоохранная технология: процент очистки указан самостоятельно

1. Оценка расхода и температуры отработавших газов

Расход отработавших газов $G_{ог}$, кг/с:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot 211.884 \cdot 176 = 0.325182612 \quad (A.3)$$

Удельный вес отработавших газов $\Gamma_{АММАог}$, кг/м³:

$$\Gamma_{АММАог} = 1.31 / (1 + T_{ог} / 273) = 1.31 / (1 + 473 / 273) = 0.479396783 \quad (A.5)$$

где 1.31 - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0 гр.С, кг/м³;

Объемный расход отработавших газов $Q_{ог}$, м³/с:

$$Q_{ог} = G_{ог} / \Gamma_{АММАог} = 0.325182612 / 0.479396783 = 0.678316218 \quad (A.4)$$

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 $q_{эi}$ 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:

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{э} / 3600 \quad (1)$$

Расчет валового выброса W_i , т/год:

$$W_i = q_{эi} \cdot V_{год} / 1000 \quad (2)$$

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

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 6.2 \cdot 176 / 3600 = 0.3031111$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 26 \cdot 17.9 / 1000 = 0.4654$$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600) \cdot 0.8 = (9.6 \cdot 176 / 3600) \cdot 0.8 = 0.3754667$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.8 = (40 \cdot 17.9 / 1000) \cdot 0.8 = 0.5728$$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 2.9 \cdot 176 / 3600 = 0.1417778$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 12 \cdot 17.9 / 1000 = 0.2148$$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.5 \cdot 176 / 3600 = 0.0244444$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 2 \cdot 17.9 / 1000 = 0.0358$$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 1.2 \cdot 176 / 3600 = 0.0586667$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} / 1000 = 5 \cdot 17.9 / 1000 = 0.0895$$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.12 \cdot 176 / 3600 = 0.0058667$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.5 \cdot 17.9 / 1000 = 0.00895$$

Примесь: 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

$$M_i = e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600 = 0.000012 \cdot 176 / 3600 = 0.0000006$$

$$W_i = q_{mi} \cdot V_{год} = 0.000055 \cdot 17.9 / 1000 = 0.00000099$$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

$$M_i = (e_{mi} \cdot P_{\Sigma} / 3600) \cdot 0.13 = (9.6 \cdot 176 / 3600) \cdot 0.13 = 0.0610133$$

$$W_i = (q_{mi} \cdot V_{год} / 1000) \cdot 0.13 = (40 \cdot 17.9 / 1000) \cdot 0.13 = 0.09308$$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3754667	0,5728
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0610133	0,09308
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244444	0,0358
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0586667	0,0895
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031111	0,4654
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,00000099
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0058667	0,00895
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1417778	0,2148

ИЗ №0008. Дизельгенератор АД-100 (освещения)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, BS=12.08
Годовой расход дизельного топлива, т/год, BG=5.8

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), E=30
Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 12.08 \cdot 30 / 3600 = 0.1007$
Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 5.8 \cdot 30 / 10^3 = 0.174$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}}=BS \cdot E/3600=12.08 \cdot 1.2/3600=0.00403$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}}=BG \cdot E/10^3=5.8 \cdot 1.2/10^3=0.00696$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}}=BS \cdot E/3600=12.08 \cdot 39/3600=0.1309$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}}=BG \cdot E/10^3=5.8 \cdot 39/10^3=0.226$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}}=BS \cdot E/3600=12.08 \cdot 10/3600=0.03356$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}}=BG \cdot E/10^3=5.8 \cdot 10/10^3=0.058$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}}=BS \cdot E/3600=12.08 \cdot 25/3600=0.0839$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}}=BG \cdot E/10^3=5.8 \cdot 25/10^3=0.145$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}}=BS \cdot E/3600=12.08 \cdot 12/3600=0.0403$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}}=BG \cdot E/10^3=5.8 \cdot 12/10^3=0.0696$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}}=BS \cdot E/3600=12.08 \cdot 1.2/3600=0.00403$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}}=BG \cdot E/10^3=5.8 \cdot 1.2/10^3=0.00696$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}}=BS \cdot E/3600=12.08 \cdot 5/3600=0.01678$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}}=BG \cdot E/10^3=5.8 \cdot 5/10^3=0.029$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,1007	0,174
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,1309	0,226
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01678	0,029
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,03356	0,058
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0839	0,145
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,00403	0,00696
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00403	0,00696
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0403	0,0696

ИЗ №0009. ЦА-320 (ЯМЗ-236)

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS=8.75$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG=4.2$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 30 / 3600 = 0.0729$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 30 / 10^3 = 0.126$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002917$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00504$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 39 / 3600 = 0.0948$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 39 / 10^3 = 0.1638$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 10 / 3600 = 0.0243$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 10 / 10^3 = 0.042$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 25 / 3600 = 0.0608$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 25 / 10^3 = 0.105$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 12 / 3600 = 0.02917$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 12 / 10^3 = 0.0504$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 1.2 / 3600 = 0.002917$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00504$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E=5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{\text{max}} = BS \cdot E / 3600 = 8.75 \cdot 5 / 3600 = 0.01215$
 Валовый выброс, т/год, $M_{\text{max}} = BG \cdot E / 10^3 = 4.2 \cdot 5 / 10^3 = 0.021$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0729	0,126
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0948	0,1638
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01215	0,021
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0243	0,042
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,0608	0,105
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,002917	0,00504
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,002917	0,00504
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,02917	0,0504

ИЗ №0010. Котельная для отопления

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г.п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час

Вид топлива, КЗ=Жидкое другое (Дизельное топливо и т.п.)

Расход топлива, т/год, $BT=2.4$
 Расход топлива, г/с, $BG=1.38$
 Марка топлива, $M=$ Дизельное топливо
 Низшая теплота сгорания рабочего топлива, ккал/кг(прил. 2.1), $QR=10210$
 Пересчет в МДж, $QR=QR \cdot 0.004187=10210 \cdot 0.004187=42.75$
 Средняя зольность топлива, %(прил. 2.1), $AR=0.025$
 Предельная зольность топлива, % не более(прил. 2.1), $A1R=0.025$
 Среднее содержание серы в топливе, %(прил. 2.1), $SR=0.3$
 Предельное содержание серы в топливе, % не более(прил. 2.1), $S1R=0.3$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ АЗОТА

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Номинальная тепловая мощность котлоагрегата, кВт, $QN=1.6$
 Фактическая мощность котлоагрегата, кВт, $QF=1.6$
 Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (рис. 2.1 или 2.2), $KNO=0.0176$
 Коэфф. снижения выбросов азота в рез-те техн. решений, $B=0$
 Кол-во окислов азота, кг/1 Гдж тепла (ф-ла 2.7а), $KNO=KNO \cdot (QF/QN)^{0.25}=0.0176 \cdot (1.6/1.6)^{0.25}=0.0176$
 Выброс окислов азота, т/год (ф-ла 2.7), $MNOT=0.001 \cdot BT \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B)=0.001 \cdot 2.4 \cdot 42.75 \cdot 0.0176 \cdot (1-0)=0.001806$
 Выброс окислов азота, г/с (ф-ла 2.7), $MNOG=0.001 \cdot BG \cdot QR \cdot KNO \cdot (1-B)=0.001 \cdot 1.38 \cdot 42.75 \cdot 0.0176 \cdot (1-0)=0.001038$
 Выброс азота диоксида (0301), т/год, $_M=0.8 \cdot MNOT=0.8 \cdot 0.001806=0.001445$
 Выброс азота диоксида (0301), г/с, $_G=0.8 \cdot MNOG=0.8 \cdot 0.001038=0.00083$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Выброс азота оксида (0304), т/год, $_M=0.13 \cdot MNOT=0.13 \cdot 0.001806=0.000235$
 Выброс азота оксида (0304), г/с, $_G=0.13 \cdot MNOG=0.13 \cdot 0.001038=0.000135$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСЛОВ СЕРЫ

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Доля окислов серы, связываемых летучей золой топлива(п. 2.2), $NSO2=0.02$
 Содержание сероводорода в топливе, %(прил. 2.1), $H2S=0$
 Выбросы окислов серы, т/год (ф-ла 2.2), $_M=0.02 \cdot BT \cdot SR \cdot (1-NSO2)+0.0188 \cdot H2S \cdot BT=0.02 \cdot 2.4 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02)+0.0188 \cdot 0 \cdot 2.4=0.0141$
 Выбросы окислов серы, г/с (ф-ла 2.2), $_G=0.02 \cdot BG \cdot S1R \cdot (1-NSO2)+0.0188 \cdot H2S \cdot BG=0.02 \cdot 1.38 \cdot 0.3 \cdot (1-0.02)+0.0188 \cdot 0 \cdot 1.38=0.00811$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ОКИСИ УГЛЕРОДА

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Потери тепла от механической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q4=0$
 Тип топки: Камерная топка
 Потери тепла от химической неполноты сгорания, %(табл. 2.2), $Q3=0.5$
 Коэффициент, учитывающий долю потери тепла, $R=0.65$
 Выход окиси углерода в кг/тонн или кг/тыс.м3 (ф-ла 2.5), $CCO=Q3 \cdot R \cdot QR=0.5 \cdot 0.65 \cdot 42.75=13.9$
 Выбросы окиси углерода, т/год (ф-ла 2.4), $_M=0.001 \cdot BT \cdot CCO \cdot (1-Q4/100)=0.001 \cdot 2.4 \cdot 13.9 \cdot (1-0/100)=0.03336$
 Выбросы окиси углерода, г/с (ф-ла 2.4), $_G=0.001 \cdot BG \cdot CCO \cdot (1-Q4/100)=0.001 \cdot 1.38 \cdot 13.9 \cdot (1-0/100)=0.0192$

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Коэффициент(табл. 2.1), $F=0.01$
 Тип топки: Камерная топка
 Выброс твердых частиц, т/год (ф-ла 2.1), $_M=BT \cdot AR \cdot F=2.4 \cdot 0.025 \cdot 0.01=0.0006$
 Выброс твердых частиц, г/с (ф-ла 2.1), $_G=BG \cdot A1R \cdot F=1.38 \cdot 0.025 \cdot 0.01=0.000345$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,00083	0,001445
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,000135	0,000235

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000345	0,0006
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00811	0,0141
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0192	0,03336

ИЗ №6007. Емкость для 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=Дизельное топливо

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), C=3.92

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), YY=2.36

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, BOZ=15.15

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), YYY=3.15

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, BVL=15.15

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его заправки, м³/ч, VC=0.063

Коэффициент(Прил. 12), KNP=0.0029

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, VI=25

Количество резервуаров данного типа, NR=1

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, KNR=1

Категория веществ: А, Б, В

Конструкция резервуаров: Наземный вертикальный

Значение Kpmax для этого типа резервуаров(Прил. 8), KPM=0.1

Значение Kpsg для этого типа резервуаров(Прил. 8), KPSR=0.1

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), GHRI=0.27

GHR=GHR+GHRI·KNP·NR=0+0.27·0.0029·1=0.000783

Коэффициент, KPSR=0.1

Коэффициент, KPMAX=0.1

Общий объем резервуаров, м³, V=25

Сумма Ghri·Knp·Nr, GHR=0.000783

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), G=C·KPMAX·VC/3600=3.92·0.1·0.063/3600=0.00000686

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

(2.36·15.15+3.15·15.15)·0.1·10⁽⁻⁶⁾+0.000783=0.000791

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), M=CI·M/100=99.72·0.000791/100=0.000789

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), G=CI·G/100=99.72·0.00000686/100=0.00000684

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

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

Валовый выброс, т/год (5.2.5), M=CI·M/100=0.28·0.000791/100=0.00000222

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), G=CI·G/100=0.28·0.00000686/100=0.00000002

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000002	0,00000222
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,00000684	0,000789

ИЗ №6008. Резервуар для тех.масла

Список литературы:

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

Расчет по п. 9

Нефтепродукт: Масла

Расчет выбросов от резервуаров

Конструкция резервуара: наземный

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³ (Прил. 15), CMAX=0.24

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м³, QOZ=0.31

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в осенне-зимний период, г/м³ (Прил. 15), COZ=0.15

Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м³, QVL=0.31

Концентрация паров нефтепродуктов при заполнении резервуаров

в весенне-летний период, г/м³ (Прил. 15), CVL=0.15

Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м³/час, VSL=0.0013

Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1), GR=(CMAX·VSL)/3600=(0.24·0.0013)/3600=0.0000000867

Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4), MZAK=(COZ·QOZ+CVL·QVL)·10⁻⁶=

(0.15·0.31+0.15·0.31)·10⁻⁶=0.000000093

Удельный выброс при проливах, г/м³, J=12.5

Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5), MPRR=0.5·J·(QOZ+

QVL)·10⁻⁶=0.5·12.5·(0.31+0.31)·10⁻⁶=0.000003875

Валовый выброс, т/год (9.2.3), MR=MZAK+MPRR=0.000000093+0.000003875=0.00000397

Примесь: 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс (Прил. 14), CI=100

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 100 \cdot 0.00000397 / 100 = 0.00000397$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 100 \cdot 0.0000000867 / 100 = 0.00000009$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0,00000009	0,00000397

ИЗ №0011. Печь подогрева

Список литературы:

"Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах

Вид топлива: Газ нефтепромысловый

Общее количество топок, шт., N=1

Количество одновременно работающих топок, шт., N1=1

Время работы одной топки, час/год, $\underline{T} = 480$

Максимальный расход топлива одной топкой, кг/час, B=10.5

Массовая доля жидкого топлива, в долях единицы, BV=0

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Количество выбросов, кг/час (5.2а), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 10.5 \cdot 10^{-3} = 0.01575$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = N \cdot M \cdot \underline{T} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.01575 \cdot 480 \cdot 10^{-3} = 0.00756$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\underline{G} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.01575 / 3.6 = 0.004375$

Примесь: 0410 Метан (727*)

Количество выбросов, кг/час (5.2б), $M = 1.5 \cdot B \cdot 10^{-3} = 1.5 \cdot 10.5 \cdot 10^{-3} = 0.01575$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = N \cdot M \cdot \underline{T} \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.01575 \cdot 480 \cdot 10^{-3} = 0.00756$

Максимальный из разовых выброс, г/с, $\underline{G} = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.01575 / 3.6 = 0.004375$

Расчет выбросов окислов азота:

Энергетический эквивалент топлива (табл.5.1), E=1.5

Число форсунок на одну топку, шт., NN=1

Теплопроизводительность одной топки, Гкал/час, GK=0.63

Расчетная теплопроизводительность одной форсунки, МДж/час,

$QR = GK \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / NN = 0.63 \cdot 4.1868 \cdot 10^3 / 1 = 2637.7$

где $4.1868 \cdot 10^3$ - переводной коэффициент из Гкал/час в МДж/час
 Фактическая средняя теплопроизводительность
 одной форсунки (МДж/ч) (по ф-ле на с. 105), $QF = 29.4 \cdot E \cdot B / NN = 29.4 \cdot 1.5 \cdot 10.5 / 1 = 463.1$
 Коэффициент избытка воздуха в уходящих дымовых газах, $A = 1$
 Отношение $V_{сг} / V_g$ при заданном коэфф. избытка воздуха (табл.5.1), $V = 0.83$
 Концентрация оксидов азота, кг/м³ (5.6), $CNOX = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot BB) \cdot QF / QP \cdot A^{\wedge} 0.5 \cdot V \cdot 10^{-6} = 1.073 \cdot (180 + 60 \cdot 0) \cdot 463.1 / 2637.7 \cdot 1^{\wedge} 0.5 \cdot 0.83 \cdot 10^{-6} = 0.00002814$
 Объем продуктов сгорания, м³/ч (5.4), $VR = 7.84 \cdot A \cdot B \cdot E = 7.84 \cdot 1 \cdot 10.5 \cdot 1.5 = 123.5$
 Объем продуктов сгорания, м³/с, $VO = VR / 3600 = 123.5 / 3600 = 0.0343$
 Количество выбросов, кг/час (5.3), $M = VR \cdot CNOX = 123.5 \cdot 0.00002814 = 0.003475$
 Валовый выброс окислов азота, т/год, $M1 = N \cdot M \cdot T \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 0.003475 \cdot 480 \cdot 10^{-3} = 0.001668$
 Максимальный из разовых выброс окислов азота, г/с, $G1 = N1 \cdot M / 3.6 = 1 \cdot 0.003475 / 3.6 = 0.000965$
 Коэффициент трансформации для NO₂, $KNO_2 = 0.8$
 Коэффициент трансформации для NO, $KNO = 0.13$
 Коэффициенты приняты на уровне максимально установленной трансформации

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO_2 \cdot M1 = 0.8 \cdot 0.001668 = 0.001334$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO_2 \cdot G1 = 0.8 \cdot 0.000965 = 0.000772$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Валовый выброс, т/год, $M = KNO \cdot M1 = 0.13 \cdot 0.001668 = 0.000217$
 Максимальный из разовых выброс, г/с, $G = KNO \cdot G1 = 0.13 \cdot 0.000965 = 0.0001255$

Итого:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,000772	0,001334
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0001255	0,000217
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,004375	0,00756
0410	Метан (727*)	0,004375	0,00756

ИЗ №0012. Факел

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, 2012

Наименование: факел

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: Бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	79.53	62.0020209	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	8.55	12.4936352	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	4.71	10.0929757	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	2.08	5.87500321	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	1.19	4.17232947	72.151	3.2210268
Азот(N ₂)	3.94	5.36403533	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M, кг/моль (прил.3,(5)): 20.5783581

Плотность сжигаемой смеси Ro, кг/м³: 0.833

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \text{сумма}(K_i \cdot [i]_o / 100) = 1.234253$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 \cdot (K \cdot (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 \cdot (1.234253 \cdot (1680 + 273) / 20.5783581)^{0.5} = 990.3049531$$

где T_o - температура смеси, град.С;
 Объемный расход V , м³/с: 0.014751
 Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):
 $W_{ист} = 4 \cdot V / (\pi \cdot d^2) = 4 \cdot 0.014751 / (3.141592654 \cdot 0.1^2) = 1.878155652$
 Массовый расход G , г/с (2):
 $G = 1000 \cdot V \cdot \rho_o = 1000 \cdot 0.014751 \cdot 0.833 = 12.287583$
 Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.001896543 < 0.2 \Rightarrow$ горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : 0.9984
 Массовое содержание углерода $[C]_м$, % (прил.3,(8)):
 $[C]_м = 100 \cdot 12 \cdot \sum (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - [нег]_o) \cdot M) = 100 \cdot 12 \cdot \sum (x_i \cdot [i]_o) / ((100 - 0) \cdot M) = 72.90960691$
 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):
 $M_i = U_{Vi} \cdot G$
 где U_{Vi} - 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	0.24575166
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.8*0.003	0.0294902
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.13*0.003	0.0047922
0410	Метан (727*)	0.0005	0.006143792
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.024575166

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):
 $M_{CO_2} = 0.01 \cdot G \cdot (3.67 \cdot n \cdot [C]_м + [CO_2]_м) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C$
 $= 0.01 \cdot 12.287583 \cdot (3.67 \cdot 0.9984 \cdot 72.90960691 + 0) - 0.24575166 - 0.006143792 - 0.024575166 = 32.54982361$
 где $[CO_2]_м$ - массовое содержание диоксида углерода, %;
 M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;
 M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;
 M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нг}$, ккал/м³: 11590.58
 Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):
 $E = 0.048 \cdot (M)^{0.5} = 0.048 \cdot (20.5783581)^{0.5} = 0.217744201$
 Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:
 $[O_2]_o = \sum ([i]_o \cdot A_o \cdot x_i / M_o) = \sum ([i]_o \cdot 16 \cdot x_i / M_o) = 0$
 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):
 $V_o = 0.0476 \cdot (1.5 \cdot [H_2S]_o + \sum ((x+y)/4) \cdot [C_xH_y]_o) - [O_2]_o$
 $= 0.0476 \cdot (1.5 \cdot 0 + \sum ((x+y)/4) \cdot [C_xH_y]_o) - 0 = 11.21337$
 где x - число атомов углерода;
 y - число атомов водорода;
 Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа $V_{пс}$, м³/м³ (12):
 $V_{пс} = 1 + V_o = 1 + 11.21337 = 12.21337$
 Предварительная теплоемкость газовой смеси $C_{пс}$, ккал/(м³·град.С): 0.4
 Ориентировочное значение температуры горения T_g , град.С:
 $T_g = T_o + (Q_{нг} \cdot (1 - E) \cdot n / V_{пс} \cdot C_{пс}) = 1680 + (11590.58 \cdot (1 - 0.217744201) \cdot 0.9984) / (12.21337 \cdot 0.4) = 3532.947127$
 где T_o - температура смеси или газа, град.С;
 Уточненная теплоемкость газовой смеси $C_{пс}$, ккал/(м³·град.С): 0.4
 Температура горения T_g , град.С (10):
 $T_g = T_o + (Q_{нг} \cdot (1 - E) \cdot n) / (V_{пс} \cdot C_{пс}) = 1680 + (11590.58 \cdot (1 - 0.217744201) \cdot 0.9984) / (12.21337 \cdot 0.4) = 3532.947127$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

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

$$V_1 = B \cdot V_{\text{пс}} \cdot (273 + T_r) / 273 = 0.014751 \cdot 12.21337 \cdot (273 + 3532.947127) / 273 = 2.511638206$$

Длина факела $L_{\text{фн}}$, м:

$$L_{\text{фн}} = 15 \cdot d = 15 \cdot 0.1 = 1.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{\text{фн}} + h_v = 1.5 + 15 = 16.5$$

где h_v - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_0)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 \cdot L_{\text{фн}} + 0.49 \cdot d = 0.14 \cdot 1.5 + 0.49 \cdot 0.1 = 0.259$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_0), (м/с):

$$W_0 = 1.27 \cdot V_1 / D_f^2 = 1.27 \cdot 2.511638206 / 0.259^2 = 47.55117726$$

6. РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Продолжительность работы факельной установки t , ч/год: 480

Итого:

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,029490199	0,050959064
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,024575166	0,042465887
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0,24575166	0,424658868
0410	Метан (727*)	0,006143792	0,010616472

1.6. Характеристика мероприятий по регулированию выбросов в периоды особо неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)

Раздел «Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеороусловиях» не разрабатывается, т.к. в данную местность не входит в «Перечень городов Казахстана, в которых прогнозируются НМУ».

В основу регулирования выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ) положено снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от действующих источников путем уменьшения или исключения нагрузки производственных процессов и оборудования по трем режимам.

Предупреждения о повышении уровня загрязнения воздуха в связи с ожидаемыми неблагоприятными метеорологическими условиями составляются в прогностических подразделениях органов Казгидромета. В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы выдаются предупреждения трех степеней, которым соответствуют три режима работы предприятия в периоды НМУ.

При первом режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, примерно на 15-20%. Эти мероприятия носят организационно-технический характер, быстро осуществимы. Они не требуют существенных затрат и не приводят к снижению производительности предприятия.

При втором режиме работы предприятия мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, примерно на 20-40%. Эти мероприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого режима, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающие незначительным снижением производительности предприятия.

При третьем режиме работы предприятий мероприятия должны обеспечить сокращение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, примерно на 40-60 %. Мероприятия третьего режима включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, осуществления которых позволяет снизить выбросы загрязняющих веществ за счет кратковременного сокращения производительности предприятия.

«Мероприятия по регулированию выбросов в период неблагоприятных метеорологических условий» разработаны в составе проекта нормативов ПДВ.

Ввиду того, что объем эмиссий по данному объекту не превышает 10 тонн в год, а также ввиду особенностей работы углевыжигательной печи, предлагается соблюдать следующие условия в период НМУ:

- усиление контроля точного соблюдения технологического регламента производства;
- усиление контроля технического состояния и эксплуатации всего оборудования;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ.

1.7. Расчет и анализ величин приземных концентрацийзагрязняющих веществ

Расчет загрязнения воздушного бассейна вредными веществами произведен на программе, которая предназначена для расчета полей концентраций и рассеивания вредных примесей в приземном слое атмосферы, содержащихся в выбросах предприятий, с целью установления нормативов допустимых выбросов (НДВ).

В ходе проведения расчета максимальных приземных концентраций вредных веществ не выявлено, все объемы на уровне допустимых.

1.8. Предложения по установлению нормативов допустимых выбросов (НДВ) для предприятия

Результаты расчетов выбросов подтверждают минимальное воздействие проектируемого объекта на атмосферный воздух. В связи с чем, данные параметры выбросов предлагается принять в качестве предельно допустимых. Предложения по нормативам допустимых выбросов загрязняющих веществ на период строительства представлены в таблице 1.8-1.

Таблица 1.8-1

**Нормативы выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
при СМР, подготовительных работах, при бурении и креплении, при испытании скважин на 2023 год (Скважина 17, 18, 19)**

Производство, цех, участок		Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								
Код и наименование загрязняющего вещества			Существующее положение 2023 год		На 2023 год				НДВ		
			г/с	т/год	на 1 скважину		на 3 скважины		на 1 скважину		на 3
					г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Организованные источники											
***Азота (IV) диоксид (4) (301)											
Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			1,512	2,91424	4,536	8,74272	1,512	2,91424	4,536
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0002-0003.			1,4616	5,63444	4,3848	16,90332	1,4616	5,63444	4,3848
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,4266667	0,8224	1,2800001	2,4672	0,4266667	0,8224	1,280000
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,3754667	0,304	1,1264001	0,912	0,3754667	0,304	1,126400
Котельная для отопления	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0006.			0,000415	0,001445	0,001245	0,004335	0,000415	0,001445	0,001245

Дизельный двигатель ЯМЗ-238	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,3754667	0,5728	1,1264001	1,7184	0,3754667	0,5728	1,1264001
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,1007	0,174	0,3021	0,522	0,1007	0,174	0,3021
ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,0729	0,126	0,2187	0,378	0,0729	0,126	0,2187
Котельная для отопления	Испытание скважины (БУ А-50)	0010.			0,00083	0,001445	0,00249	0,004335	0,00083	0,001445	0,00249
Печь подогрева	Испытание скважины (БУ А-50)	0011.			0,000772	0,001334	0,002316	0,004002	0,000772	0,001334	0,002316
Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,029490199	0,050959064	0,088470597	0,152877192	0,029490199	0,050959064	0,088470597
*** Азот (II) оксид (б) (304)											
Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			0,2457	0,473564	0,7371	1,420692	0,2457	0,473564	0,7371
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление	0002-0003.			0,23751	0,9155965	0,71253	2,7467895	0,23751	0,9155965	0,71253

	скважины (БУ ZJ-40)										
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,0693333	0,13364	0,2079999	0,40092	0,0693333	0,13364	0,2079999
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,0610133	0,0494	0,1830399	0,1482	0,0610133	0,0494	0,1830399
Котельная для отопления	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0006.			0,0000675	0,000235	0,0002025	0,000705	0,0000675	0,000235	0,0002025
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,0610133	0,09308	0,1830399	0,27924	0,0610133	0,09308	0,1830399
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,1309	0,226	0,3927	0,678	0,1309	0,226	0,3927
ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,0948	0,1638	0,2844	0,4914	0,0948	0,1638	0,2844
Котельная для отопления	Испытание скважины (БУ А-50)	0010.			0,000135	0,000235	0,000405	0,000705	0,000135	0,000235	0,000405

Печь подогрева	Испытание скважины (БУ А-50)	0011.			0,0001255	0,000217			0,0001255	0,000217	
							0,0003765	0,000651			0,0003765
*** Углерод (сажа, углерод черный) (583) (328)											
Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			0,07875	0,15612		0,23625	0,46836	0,07875	0,15612
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0002-0003.			0,076125	0,301845		0,228375	0,905535	0,076125	0,301845
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,0277778	0,0514		0,0833334	0,1542	0,0277778	0,0514
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,0244444	0,019		0,0733332	0,057	0,0244444	0,019
Котельная для отопления	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0006.			0,0001725	0,0006		0,0005175	0,0018	0,0001725	0,0006
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,0244444	0,0358		0,0733332	0,1074	0,0244444	0,0358
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,01678	0,029		0,05034	0,087	0,01678	0,029

ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,01215	0,021		0,03645	0,063	0,01215	0,021	0,03645
Котельная для отопления	Испытание скважины (БУ А-50)	0010.			0,000345	0,0006		0,001035	0,0018	0,000345	0,0006	0,001035
Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,024575166	0,042465887		0,073725498	0,127397661	0,024575166	0,042465887	0,073725498
*** Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516) (330)												
Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			0,315	0,62448		0,945	1,87344	0,315	0,62448	0,945
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0002-0003.			0,3045	1,20738		0,9135	3,62214	0,3045	1,20738	0,9135
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,0666667	0,1285		0,2000001	0,3855	0,0666667	0,1285	0,2000001
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,0586667	0,0475		0,1760001	0,1425	0,0586667	0,0475	0,1760001
Котельная для отопления	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0006.			0,00406	0,0141		0,01218	0,0423	0,00406	0,0141	0,01218

Дизельный двигатель ЯМЗ-238	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,0586667	0,0895	0,1760001	0,2685	0,0586667	0,0895	0,176000
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,03356	0,058	0,10068	0,174	0,03356	0,058	0,10068
ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,0243	0,042	0,0729	0,126	0,0243	0,042	0,0729
Котельная для отопления	Испытание скважины (БУ А-50)	0010.			0,00811	0,0141	0,02433	0,0423	0,00811	0,0141	0,02433
*** Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584) (337)											
Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			1,1925	2,28976	3,5775	6,86928	1,1925	2,28976	3,5775
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0002-0003.			1,15275	4,42706	3,45825	13,28118	1,15275	4,42706	3,45825
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,3444444	0,6682	1,0333332	2,0046	0,3444444	0,6682	1,033333
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,3031111	0,247	0,9093333	0,741	0,3031111	0,247	0,909333

Котельная для отопления	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0006.			0,0096	0,03336	0,0288	0,10008	0,0096	0,03336	0,0288
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,3031111	0,4654	0,9093333	1,3962	0,3031111	0,4654	0,9093333
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,0839	0,145	0,2517	0,435	0,0839	0,145	0,2517
ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,0608	0,105	0,1824	0,315	0,0608	0,105	0,1824
Котельная для отопления	Испытание скважины (БУ А-50)	0010.			0,0192	0,03336	0,0576	0,10008	0,0192	0,03336	0,0576
Печь подогрева	Испытание скважины (БУ А-50)	0011.			0,004375	0,00756	0,013125	0,02268	0,004375	0,00756	0,013125
Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,24575166	0,424658868	0,73725498	1,273976604	0,24575166	0,424658868	0,73725498
*** Метан (727*) (410)											

Печь подогрева	Испытание скважины (БУ А-50)	0011.			0,004375	0,00756	0,013125	0,02268	0,004375	0,00756	0,013125
Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,006143792	0,010616472	0,018431376	0,031849416	0,006143792	0,010616472	0,018431376
*** Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) (0703)											
Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			0,0000025	0,0000047	0,0000075	0,0000141	0,0000025	0,0000047	0,0000075
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0002-0003.			0,0000024	0,0000091	0,0000072	0,0000273	0,0000024	0,0000091	0,0000072
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,0000007	0,0000014	0,0000021	0,0000042	0,0000007	0,0000014	0,0000021
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,00000059	0,00000052	0,00000177	0,00000156	0,00000059	0,00000052	0,00000177
Котельная для отопления	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,0000006	0,00000099	0,0000018	0,00000297	0,0000006	0,00000099	0,0000018
*** Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) (1301)											
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,00403	0,00696	0,01209	0,02088	0,00403	0,00696	0,01209

ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,002917	0,00504		0,008751	0,01512	0,002917	0,00504	0,008751
*** Формальдегид (Метаналь) (609) (1325)												
Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			0,0225	0,041632		0,0675	0,124896	0,0225	0,041632	0,0675
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0002-0003.			0,02175	0,080492		0,06525	0,241476	0,02175	0,080492	0,06525
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,0066667	0,01285		0,0200001	0,03855	0,0066667	0,01285	0,0200001
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,0058667	0,00475		0,0176001	0,01425	0,0058667	0,00475	0,0176001
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,0058667	0,00895		0,0176001	0,02685	0,0058667	0,00895	0,0176001
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,00403	0,00696		0,01209	0,02088	0,00403	0,00696	0,01209
ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,002917	0,00504		0,008751	0,01512	0,002917	0,00504	0,008751
*** Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) (2754)												

Дизельный двигатель «G12V190PZLG»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0001.			0,54	1,0408	1,62	3,1224	0,54	1,0408	1,62
Дизельный двигатель «CAT3512 DITA»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0002-0003.			0,522	2,0123	1,566	6,0369	0,522	2,0123	1,566
Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0004.			0,1611111	0,3084	0,4833333	0,9252	0,1611111	0,3084	0,4833333
Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	0005.			0,1417778	0,114	0,4253334	0,342	0,1417778	0,114	0,4253334
Дизельный двигатель ЯМЗ-238	Испытание скважины (БУ А-50)	0007.			0,1417778	0,2148	0,4253334	0,6444	0,1417778	0,2148	0,4253334
Дизельгенератор АД-100	Испытание скважины (БУ А-50)	0008.			0,0403	0,0696	0,1209	0,2088	0,0403	0,0696	0,1209
ЦА-320 (ЯМЗ-236)	Испытание скважины (БУ А-50)	0009.			0,02917	0,0504	0,08751	0,1512	0,02917	0,0504	0,08751
В том числе факелы											
***Азота (IV) диоксид (4) (301)											
Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,029490199	0,050959064	0,088470597	0,152877192	0,029490199	0,050959064	0,088470597

*** Углерод (сажа, углерод черный) (583) (328)

Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,024575166	0,042465887	0,073725498	0,127397661	0,024575166	0,042465887	0,073725498
-------	------------------------------	-------	--	--	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

*** Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584) (337)

Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,24575166	0,424658868	0,73725498	1,273976604	0,24575166	0,424658868	0,73725498
-------	------------------------------	-------	--	--	------------	-------------	------------	-------------	------------	-------------	------------

*** Метан (727*) (410)

Факел	Испытание скважины (БУ А-50)	0012.			0,006143792	0,010616472	0,018431376	0,031849416	0,006143792	0,010616472	0,018431376
-------	------------------------------	-------	--	--	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

Итого по организованным

					11,798749207	28,389747501	35,396247621	85,169242503	11,798749207	28,389747501	35,396247621
--	--	--	--	--	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------

Неорганизованные источники

*** Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) (0123)

Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,00594	0,00214	0,01782	0,00642	0,00594	0,00214	0,01782
----------------	---	-------	--	--	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------

*** Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) (0143)

Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,000511	0,000184		0,001533	0,000552	0,000511	0,000184	0,001533
***Азота (IV) диоксид (4) (301)												
Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,000667	0,00024		0,002001	0,00072	0,000667	0,00024	0,002001
*** Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) (0304)												
Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,0001083	0,000039		0,0003249	0,000117	0,0001083	0,000039	0,0003249
*** Сероводород (Дигидросульфид) (518) (333)												
Емкость для хранения дизельного топлива	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6003.			0,00000011	0,00000246		0,00000033	0,00000738	0,00000011	0,00000246	0,00000033

Насос для перекачки дизельного топлива	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6004.			0,0000311	0,0001075		0,0000933	0,0003225	0,0000311	0,0001075	0,0000933
Блок приготовления бурового раствора	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6006.			0,00000686	0,0000237		0,00002058	0,0000711	0,00000686	0,0000237	0,00002058
Емкость для дизтоплива	Испытание скважины (БУ А-50)	6007.			0,00000002	0,00000222		0,00000006	0,00000666	0,00000002	0,00000222	0,00000006
*** Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584) (337)												
Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,00739	0,00266		0,02217	0,00798	0,00739	0,00266	0,02217
*** Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) (0342)												
Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,000417	0,00015		0,001251	0,00045	0,000417	0,00015	0,001251

*** Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/)											
Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,001833	0,00066		0,005499	0,00198	0,001833	0,00066
*** Пентан (450) (405)											
Блок приготовления бурового раствора	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6006.			0,00000678	0,0000234		0,00002034	0,0000702	0,00000678	0,0000234
*** Метан (727*) (410)											
Блок приготовления бурового раствора	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6006.			0,00003615	0,000125		0,00010845	0,000375	0,00003615	0,000125
*** Изобутан (2-Метилпропан) (279) (412)											
Блок приготовления бурового раствора	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6006.			0,00000978	0,0000338		0,00002934	0,0001014	0,00000978	0,0000338
*** Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) (415)											

Блок приготовления бурового раствора	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6006.			0,0001623	0,000561			0,0001623	0,000561	
							0,0004869	0,001683			0,0004869
*** Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (2735)											
Емкость для хранения масла	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6005.			0,00000079	0,0000732			0,00000079	0,0000732	
							0,00000237	0,0002196			0,00000237
Резервуар для тех.масла	Испытание скважины (БУ А-50)	6008.			0,00000009	0,00000397			0,00000009	0,00000397	
							0,00000027	0,00001191			0,00000027
*** Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) (2754)											
Емкость для хранения дизельного топлива	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6003.			0,0000388	0,000875			0,0000388	0,000875	
							0,0001164	0,002625			0,0001164
Насос для перекачки дизельного топлива	Бурение и крепление скважины (БУ ZJ-40)	6004.			0,01108	0,0383			0,01108	0,0383	
							0,03324	0,1149			0,03324

Емкость для дизтоплива	Испытание скважины (БУ А-50)	6007.			0,00000684	0,000789		0,00002052	0,002367	0,00000684	0,000789	0,00002052
*** Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль, цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зольные отходы, пыль коксования, пыль металлургического производства) (494) (2908)												
Земляные работы	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6001.			0,00078	0,000281		0,00234	0,000843	0,00078	0,000281	0,00234
Участок сварки	Строительно-монтажные и подготовительные работы	6002.			0,000778	0,00028		0,002334	0,00084	0,000778	0,00028	0,002334
Итого по неорганизованным					0,02980392	0,04755425	0,08941176	0,14266275	0,02980392	0,04755425	0,08941176	0,14266275
Всего по предприятию					11,828553127	28,437301751	35,485659381	85,311905253	11,828553127	28,437301751	35,485659381	85,311905253

1.9. Методы и средства контроля за состоянием воздушного бассейна

Выбросы от проводимых работ относятся к локальным, с непостоянной продолжительностью воздействия.

Интенсивность воздействия слабая, так как изменения природной среды не выходят за существующие пределы естественной природной изменчивости.

Для рассматриваемого объекта нормативы допустимых выбросов на период эксплуатации не устанавливаются.

Учитывая, что объект не окажет существенного влияния на качество атмосферного воздуха, программа мониторинга в проекте не предусматривается.

Контроль за выполнением природоохранных мероприятий возлагается на экологическую службу предприятия (мероприятия будут определены при следующем этапе при проектировании).

Контроль за нормативами эмиссий осуществляется в соответствии с планом графиком таблица 1-9.1

Таблица 1.9-1

План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов

N источника, N контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительно-монтажные и подготовительные работы							
6001.	Земляные работы	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль, цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	1 раз/квартал	0,00078		Сторонняя организация на основе договора	0001
6002.	Участок сварки	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	1 раз/квартал	0,00594		Сторонняя организация на основе договора	0001
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,000511			
		Азота (IV) диоксид (4)		0,000667			
		Азот (II) оксид (6)		0,0001083			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,00739			
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,000417			
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,001833			
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,000778			

		(шамот, цемент, пыль, цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)					
Бурение и крепление скважины (буровая установка ZJ-40)							
0001.	Дизельный двигатель «G12V190PZLG» N - 810 кВт, (силовой двигатель)	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	1,512		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,2457			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,07875			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,315			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		1,1925			
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,0000025			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0,0225			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)		0,54			
0002-0003.	Дизельный двигатель «CAT3512 DITA» N - 783 кВт, (насос)	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	1,4616		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,23751			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,076125			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,3045			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		1,15275			
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,0000024			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0,02175			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19		0,522			

		(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)					
0004.	Дизельный двигатель «Mtu 12V183TE32» N - 200 кВт, (освещение)	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,4266667		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,0693333			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,0277778			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,0666667			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,3444444			
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,0000007			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0,0066667			
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0,1611111			
0005.	Цементировочный агрегат «ЦА-320М»	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,3754667		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,0610133			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,0244444			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,0586667			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,3031111			
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,00000059			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0,0058667			
		Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		0,1417778			

0006.	Котельная для отопления	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,000415		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,0000675			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,0001725			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,00406			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,0096			
6003.	Емкость для хранения дизельного топлива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/квартал	0,00000011		Сторонняя организация на основе договора	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,0000388			
6004.	Насос для перекачки дизельного топлива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/квартал	0,0000311		Сторонняя организация на основе договора	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,01108			
6005.	Емкость для хранения масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	1 раз/квартал	0,00000079		Сторонняя организация на основе договора	0001
6006.	Блок приготовления бурового раствора	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/квартал	0,00000686		Сторонняя организация на основе договора	0001
		Пентан (450)		0,00000678			
		Метан (727*)		0,00003615			
		Изобутан (2-Метилпропан) (279)		0,00000978			

		Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,0001623			
Испытание скважины (буровая установка А-50)							
0007.	Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N-176 кВт	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,3754667		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,0610133			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,0244444			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,0586667			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,3031111			
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,0000006			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0,0058667			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,1417778			
0008.	Дизельгенератор АД-100 (освещения)	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,1007		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,1309			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,01678			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,03356			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,0839			
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,00403			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0,00403			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,0403			

	ЦА-320 (ЯМЗ-236)		1 раз/квартал				
0009.		Азота (IV) диоксид (4)		0,0729		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,0948			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,01215			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,0243			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,0608			
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,002917			
		Формальдегид (Метаналь) (609)		0,002917			
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,02917			
0010.	Котельная для отопления	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,00083		Сторонняя организация на основе договора	0002
		Азот (II) оксид (6)		0,000135			
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,000345			
		Сера диоксид (сернистый ангидрид) (516)		0,00811			
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,0192			
6007.	Емкость для дизтоплива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/квартал	0,00000002		Сторонняя организация на основе договора	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,00000684			

6008.	Резервуар для тех.масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)	1 раз/квартал	0,00000009		Сторонняя организация на основе договора 0001
0011.	Печь подогрева	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,000772		Сторонняя организация на основе договора 0002
		Азот (II) оксид (6)		0,0001255		
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,004375		
		Метан (727*)		0,004375		
0012.	Факел	Азота (IV) диоксид (4)	1 раз/квартал	0,02949019 9		Сторонняя организация на основе договора 0002
		Углерод (сажа, углерод черный) (583)		0,02457516 6		
		Углерод оксид (окись углерода, угарный газ) (584)		0,24575166		
		Метан (727*)		0,00614379 2		
ПРИМЕЧАНИЕ: 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.						

1.10. Обоснование принятия размера санитарно-защитной зоны и определение категории

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

Санитарно-защитная зона на проектируемый объект не устанавливается, будет определена в отдельном проекте установления СЗЗ.

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 для объектов, являющихся источниками неблагоприятного воздействия на среду обитания и здоровье человека, в составе проекта строительства обосновывается размер СЗЗ.

Вахтовые жилые комплексы предназначены для отдыха персонала между рабочими сменами и являются местом временного размещения рабочего персонала и не рассматриваются как места постоянного проживания населения.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Категория

Намечаемая деятельность согласно «Строительства скважин» относится к I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. №400-VI.

Учитывая кратковременность проведения планируемых работ, санитарно-защитная зона не организовывается и не обустраивается.

2. ОХРАНА ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Местами заметны слабо выраженные русла временных водотоков, образованные во время таяния снега или выпадения ливневых дождей.

Небольшие разливы приурочены к редким самоизливающимся артезианским скважинам. Такие источники воды используются чабанскими хозяйствами в качестве участков отгонного животноводства.

Рассматриваемая территория в структурно-гидрогеологическом плане является частью Тургайского артезианского бассейна и представляет собой депрессионную зону, выполненную мощными осадочными толщами.

В соответствии с геологическими и гидродинамическими данными, здесь выделяются следующие водоносные горизонты и комплексы.

1. Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений.
2. Водоносный горизонт четвертичных делювиально-пролювиальных отложений.
3. Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений.
4. Воды спорадического распространения эоценовых отложений.
5. Водоносный комплекс верхнетурон-сенонских отложений.
6. Водоносный комплекс нерасчлененных альб-сеноманских отложений.

Водоносный горизонт эоловых четвертичных отложений – (VQ) связан с массивами песков Арыскуп (северная часть) и Мойынкум (южное окончание).

Водовмещающими породами являются преимущественно мелкозернистые пески, в подошве которых залегают глинистые породы более древнего возраста – неогена или палеогена.

Водоносный горизонт делювиально-пролювиальный четвертичных отложений – (LpQ). Водовмещающие породы представлены линзами разнозернистых песков. Мощность обводненной части до 2 м. Глубина залегания воды 0,5-1,5 м. Дебиты колодцев незначительные, химический состав подземных вод пестрый. Обычно не используется.

Водоносный горизонт верхнеплиоценовых отложений (N23) сравнительно широко распространен на плато Сарылан. Породами горизонта являются пески нередко с гравием и галькой, песчаниками и гравелитами. Большинство участков этих отложений хорошо дренировано и поэтому значительные площади плато являются практически безводными.

Воды спорадического распространения эоценовых отложений (P2) известны на восточном обрамлении песчаного массива Арыскуп и солончака Арыс. Водовмещающими служат мелкозернистые кварцевые пески, тасаранской свиты, переслаиваемые глинистыми песками и глинами.

Водоносный комплекс верхнетурон – сенонских отложений (K2t2+sn) наиболее перспективен для использования в народном хозяйстве. Повсеместно водоносные отложения этого комплекса подстилаются глинистой пачкой нижнего турона и перекрываются глинами эоцена. Верхняя (сенонская) часть разреза сложена прибрежно-морскими отложениями, а нижняя (верхнетуронская) – пестроцветными песчано-алеврито-глинистыми породами континентального генезиса.

Водоносный комплекс ниже- и верхнемеловых альб-сеноманских отложений (K_{1al}-K_{2s}) вскрывается в зоне субширотных разрывных нарушений. Первый водоносный горизонт залегает в интервале 275-350 м, местами отмечается самоизлив. Дебит 0,3 л/с при понижении 0,3 м. Минерализация около 1,7 г/л. Второй водоносный горизонт вскрывается на глубинах 505-565 м. Пьезометрический уровень устанавливается на глубине 20 м. Дебит 1 л/с при понижении 8,6 м. Минерализация воды 1,2 г/л. Химический состав хлоридно-натриевый. Температура вод этого комплекса составляет от 120 до 740С.

Использование этих вод в настоящее время ограничено, но они перспективны для водоснабжения и технических целей.

2.1. Краткая характеристика проектируемого предприятия

Необходимости установления водоохранных зон и полос нет.

Также при проведении строительных работ по освобождению земельных участков в соответствии с РНД 1.01.03-94 «Правила охраны поверхностных вод Республики Казахстан» будут соблюдаться следующие технические и организационные мероприятия, предупреждающие возможное негативное воздействие на подземные и поверхностные водные ресурсы:

- ✓ Контроль за водопотреблением и водоотведением в период проведения работ;
- ✓ Организация системы сбора и хранения отходов производства;
- ✓ Организация системы сбора, хранения и транспортировки всех сточных вод;

Контроль над герметизацией всех емкостей, во избежание утечек и возникновения аварийных ситуаций;

✓ Согласование с территориальными органами ООС местоположения всех объектов использования и потенциального загрязнения подземных и поверхностных вод.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом, большими сезонными и суточными колебаниями температуры воздуха.

Исходными данными для разработки проектных решений по предупреждению загрязнений поверхностных и подземных вод и рациональному использованию водных ресурсов при проектировании, строительстве и эксплуатации послужили следующие материалы:

- задание на проектирование;
- рабочий проект.

Возможными источниками загрязнения поверхностных и подземных вод являются:

- вредные выбросы в атмосферу (пыль, аэрозоли), осаждающиеся на поверхности водных объектов;
- места хранения отходов производства и бытовых отходов.

Мероприятия по охране водных ресурсов

Для сокращения загрязнения стоков с территории строительной площадки следует принимать следующие меры:

- устройство системы вертикальной планировки с отводом поверхностных вод по лоткам в отстойники с выпуском через фильтрующие грунтовые валы;
- локализация стоянок и мест заправки машин и транспортных средств с автономным сбором и очисткой стока;
- исключение разлива нефтепродуктов (необорудованная заправка, слив отработанных масел и т.п.);
- запрещение открытого хранения сыпучих, растворимых и размываемых материалов;
- организация регулярной уборки территории;

соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан (Водный Кодекс, 2003; РНД 1.01.03-94, 1994), внутренних нормативных документов Заказчика в области ООС.

Все строительные рабочие обеспечиваются доброкачественной питьевой водой, отвечающей требованиям действующих санитарных правил и нормативов.

На период проведения работ вода привозная, бутилированная (питьевые нужды). На технические нужды вода привозится спецавтотранспортом, согласно договора.

Для питьевого водоснабжения должны соблюдаться следующие требования:

- все строительные рабочие (и прочие работники) обеспечиваются доброкачественной питьевой водой, отвечающей требованиям действующих санитарных правил и нормативов;
- питьевые установки (кулеры, помпы с бутилированной водой и другие) располагаются не далее 75 м от рабочих мест. К питьевым установкам должен быть обеспечен свободный доступ всех работников. Необходимо иметь питьевые установки в гардеробных, пунктах питания, здравпунктах, в местах отдыха работников и укрытиях от солнечной радиации и атмосферных осадков;

• работники, работающие на высоте, а также машинисты землеройных и дорожных машин, крановщики и другие, которые по условиям производства не имеют возможности покинуть рабочее место, обеспечиваются питьевой водой непосредственно на рабочих местах.

Водопотребление и водоотведение. Воздействие работ на водные объекты.

Водопотребление.

Таблица 2.1.1

Водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водопривода
1	2	3	4
Техническая вода	Водозаборная скважина	30	водопровод из отработанных НКТ
Пресная вода: 1. Для котельной и хозяйственных нужд; 2. Для питьевых целей	Артезианская скважина Кызылорда	30 190	а/цистерна бутилированная

Для питьевых нужд, а также для приготовления пищи, обязательна к употреблению, только бутилированная вода. В ином случае на привозимую воду в цистернах необходимо ежедневно проводить лабораторный анализ, на пригодность к употреблению, с составлением акта согласованного с Начальником буровых работ.

Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 80 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды.

Хозяйственно-питьевые нужды в период мобилизации и демобилизации будут обеспечены привозной и бутилированной водой. Качество воды должно отвечать «Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопроводной, водопользования и безопасности водных объектов» №209 от 16 марта 2015 г. Хозяйственно-питьевая вода на территорию ведения буровых работ будет привозиться в цистернах, которые следует обеззараживать не менее 1 раза в 10 дней. Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³.

Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит, максимально, 30 человек. Проживать члены буровой бригады будут на участке проведения работ (вагончик с душем, умывальником).

Водоснабжение

Таблица 2.1.2

Расчетная потребность в тех.воде, м³/сут.	Объем запасных емкостей для водоснабжения, м³	Необходимо ли: (ДА, НЕТ)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода		Реквизиты проекта строительства скважин для водоснабжения
		бурить скважин у для водоснабжения	строить водопровод	подключение водопровода к источнику водопровода	подводить воду цистернами	Наименование (магистр. водопровод, водовод, водозабор и т.д.)	Место расположения	Рабочий расход, м³/час	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Для технических нужд 8,81	80	нет	нет	нет	да	водозаборная скважина	месторождения	-	0,07	-	-	-
Для хоз.бытовых нужд и котельной установки 6,51	20	нет	нет	нет	да	автоцистерна	м/р Кумколь	-	50	-	-	-

Расчётная потребность в технической воде:

Для технических нужд: $528,9/(40+20)=8,81 \text{ м}^3/\text{сут.}$

где: 528,9 м³ – общий расход воды на скважину для технических нужд (таб.2.1.3);

40 сут – продолжительность бурения и крепления скважины (таб.2.1.3);

20 сут – продолжительность испытания скважины (таб.2.1.3).

Для хозяйственно бытовых нужд и котельной: $(293,02+104,12)/(11+10+40)=6,51 \text{ м}^3/\text{сут.}$

где: 293,02 м³ – общий расход воды на скважину для хозяйственно бытовых нужд (таб.2.1.3);

104,12 м³ – общий расход воды на скважину для котельной установки (таб.2.1.3);

11 сут. – продолжительность строительно-монтажных работ (таб.2.1.3);

10 сут. – продолжительность подготовительных работ к бурению (таб.2.1.3);

40 сут. – продолжительность бурения и крепления скважины (таб.2.1.3).

РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 2.1.3

Водопотребление

№ п/п	Наименование работ	Кол-во дней	Кол-во чел.	Расход воды (м ³) на скважину для:			
				технических нужд	хоз. бытовых нужд	котельной установки	всего
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Строительно-монтажные работы	11	30	-	53,13	-	53,13
2	Подготовительные работы к бурению	10	25	-	40,25	14,87	55,12
3	Бурение и крепление	40	25	528,9	161	59,5	749,4
4	Испытание в эксплуатационной колонне	20	12	-	38,64	29,75	68,39
5	ИТОГО	81	-	528,9	293,02	104,12	926,04

Примечания:

Объём технической воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6, 9.16, 10.10 ГТП).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека – 25,0 л/сут (СНиП 2.04.01- 85*, прилож.3, п.31).

Расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СНиП. 2.04.01- 85*, приложение 3, п.2 и п. 20).

На скважине одновременно будут находиться по (СЭСН-49 т. 49-401, 49-402) при:

- подготовительных работах, перед бурением скважины – 25 человек;
- строительстве и монтаже буровой установки – 30 человек;
- бурении и креплении – 25 человек;
- продолжительность испытания скважины в эксплуатационной колонне – 12 человек.

Расход воды для котельной установки составляет – 3,0 м³/сут (паспортные данные).

Расчёт расхода воды (м³) на скважину для хозяйственно бытовых нужд:

1) Подготовительные работы к бурению $(0,025+0,036+0,1) \times 25 \times 10 = 40,25 \text{ м}^3$

где:

0,025 (25,0 л/сут) – расход воды на питьевые нужды для одного человека;

0,036 и 0,1 (36,0 л/сут и 100,0 л/сут) – расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека;

25 человек – будут находиться на скважине одновременно при бурении и креплении;

10 сут – продолжительность подготовительных работ к бурению.

2) Строительно-монтажные работы $(0,025+0,036+0,1) \times 30 \times 11 = 53,13 \text{ м}^3$

где:

30 человек – будут находиться на скважине одновременно при строительстве и монтаже буровой установки;

11 сут – продолжительность строительно-монтажных работ.

3) Бурение и крепление $(0,025+0,036+0,1) \times 25 \times 40 = 161 \text{ м}^3$

где: 40 сут – продолжительность бурения и крепления скважины.

4) Испытание в эксплуатационной колонне $(0,025+0,036+0,1) \times 12 \times 20 = 38,64 \text{ м}^3$

где:

12 человек – будут находиться на скважине одновременно при испытании скважины на продуктивность;

20 сут – продолжительность испытания скважины в эксплуатационной колонне.

Растёт расхода воды (м^3) на скважину для котельной установки:

1) Подготовительные работы к бурению $3 \times 10 \times 181 / 365 = 14,87 \text{ м}^3$

где:

3 $\text{м}^3/\text{сут}$ – расход воды для котельной установки;

181 сут. – продолжительность отопительного периода.

3) Бурение и крепление $3 \times 40 \times 181 / 365 = 59,5 \text{ м}^3$

4) Испытание в эксплуатационной колонне $3 \times 20 \times 181 / 365 = 29,75 \text{ м}^3$

Растёт расхода воды (м^3) на скважину для технических нужд:

3) Бурение и крепление $460 + 68,9 = 528,9 \text{ м}^3$

где:

460 м^3 – потребность воды для бурового раствора на скважину (таб.7.6);

68,9 м^3 – потребность воды для цементирования обсадных колонн (таб. 9.16).

Водоотведение

Хозяйственно-бытовые сточные воды

На территории буровых площадок и вахтовых лагерей предусмотрены две системы временной канализации:

- хозяйственно-бытовая;
- производственная.

Хозяйственно-бытовые стоки от модулей полевых лагерей по системе временных трубопроводов будут отводиться в септик (20 м^3), изолированный от поверхностных и подземных вод. По мере наполнения септика стоки будут откачиваться, и вывозиться специализированными машинами - автоцистернами на специально оборудованные очистные сооружения, стоящие на балансе организаций, имеющих соответствующие разрешения на прием и утилизацию сточных вод, по договору с этими организациями.

Производственные стоки от мойки транспорта отводятся в септик на стоянке, стоки также будут вывозиться по договору на спецпредприятия имеющие специально оборудованные очистные сооружения. Проектные решения рассматривают максимальный возврат производственных стоков и их повторное использование.

Септики после окончания буровых работ будут опорожнены, дезинфицированы. Территория септиков будет рекультивирована.

Качественный состав сточных вод, сбрасываемых в септик, стандартный и удовлетворяет требования СНиП 2.04.03-85. Концентрация загрязняющих веществ определена исходя из удельного водоотведения на одного человека. Количество загрязняющих воду веществ на одного человека для определения их концентрации в бытовых сточных водах принято согласно СН РК 4.01.03-2011 «Канализация. Наружные сети и сооружения».

2.2. Мероприятия по охране водных ресурсов

Для недопущения и уменьшения загрязнения водных ресурсов предусматривается комплекс следующих основных мероприятий:

- циркуляция промывочной жидкости осуществляется по замкнутому циклу: скважина - циркуляционная система - приемные емкости - нагнетательная линия - скважина;
- соблюдение технологического регламента на проведение буровых работ;
- своевременный ремонт аппаратуры;
- недопущение сброса производственных сточных вод на рельеф местности.

Для предотвращения загрязнения гидросферы все технологические площадки на буровой выполняются гидроизолированными. По периметру буровой площадки, площадки склада горюче-смазочных материалов и блока сжигания продукции освоения скважины сооружается обваловка. Для сбора поверхностных стоков по периметру гидроизолированных технологических площадок оборудуется система сбора и отведения стоков в виде лотков. Собранная вода поступает в отстойник технического водоснабжения буровой. Это позволит предотвратить поступление за пределы этих площадок загрязняющих веществ вместе с поверхностным стоком даже в случае возникновения аварийных ситуаций, связанной с разливом технологических жидкостей и горюче – смазочных материалов.

Для предупреждения аварийных ситуаций, будут выполняться мероприятия, предусмотренные в техническом проекте, следующего характера:

- соблюдение технологических параметров основного производства и обеспечение нормальной эксплуатации сооружений и оборудования;
- аккумулирование случайных проливов жидких продуктов и возвращение их в систему рециркуляции;
- запрещение аварийных сбросов сточных вод или других опасных жидкостей на рельеф местности;
- разработка специализированного плана аварийного реагирования (мероприятия по ограничению, ликвидации последствий потенциально возможной аварии);
- наличие необходимых технических средств, для удаления загрязняющих веществ;
- проведение планового профилактического ремонта оборудования;
- автоматизация систем противоаварийной защиты технологических процессов, использование предупредительной и предаварийной сигнализации.

2.3. Характеристика воздействия на водные ресурсы. Аварийные ситуации

Возможные воздействия на водные ресурсы при восстановлении из ликвидации и испытанию скважин заключаются в потреблении водных ресурсов, загрязнении и истощении подземных вод за счет инициирования межпластовых перетоков.

Процесс испытания относится к водоемким технологическим циклам, связанным с образованием большого количества сточных вод с очень высокой степенью загрязнения.

Отведенная под буровую территория может загрязняться сточной водой, буровым раствором, химическими реагентами, шламом и горюче-смазочными материалами.

Основными источниками загрязнения водных ресурсов в процессе проведения буровых работ могут быть:

- циркуляционная установка буровой установки;
- инженерная система сбора и хранения технологических отходов бурения, включая систему оборотного водоснабжения буровой;
- блок сбора и сжигания продукции освоения скважин;
- склад горючесмазочных материалов;
- загрязненные участки буровой площадки.

Причины загрязнения территории можно разделить на следующие:

- эксплуатационные – очистка сеток вибросит, мытье оборудования, удаление отработанной воды из системы охлаждения;
- технологические – обмыв поднимаемых труб, дополнительное загрязнение раствора после цементирования, увеличение объема раствора в результате самопроизвольного замешивания;
- аварийные – неисправность запорной аппаратуры, коррозия труб, попадание стоков нефтепромысла в наземные воды путём плоскостного смыва во время дождей и таяния снега;

Изменение окружающей природной среды при водохозяйственной деятельности возможно при аварийных ситуациях. К таким изменениям можно отнести:

- размыв грунт, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод, и образование заболоченности при утечке воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных по поверхности земли;
- растекание производственных, бытовых и химически загрязненных жидкостей по территории буровой, которое может произойти при повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод. При растекании сточных вод по территории буровой, связанной с контактом людей, возможно возникновение инфекционных заболеваний, связанное с бактериальным загрязнением, а также проявление аллергических реакций у обслуживающего персонала.
- изменение условий естественного стока снеготалых вод и атмосферных осадков (их инфильтрация) и, следовательно, условия формирования подземных вод в период проведения восстановительных работ.

Все эти изменения будут иметь локальный характер и слабую степень воздействия

2.4. Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия

Предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины. Технология крепления скважин учитывает опыт крепления ранее пробуренных скважин.

Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, что обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Таким образом, предотвращение межпластовых перетоков подземных вод достигается обеспечением высокого качества крепи скважины. Интервалы испытания скважины изолируются с двух сторон цементными мостами, это обеспечивает предотвращение межколонных перетоков пластовых флюидов.

Гарантией обеспечения безопасного ведения буровых работ является надежная гидроизоляция верхних слоев почво-грунтов вокруг буровой за счет твердых водонепроницаемых покрытий и создание временных емкостей для сбора загрязняющих флюидов и выбросов нефти из скважины с последующим вывозом и очисткой.

Проектом разработан порядок действия при возникновении аварийных ситуаций и способ сбора и удаления загрязняющих веществ. Предусматривается полная оснащенность персонала всеми требуемыми техническими средствами.

Все случаи попадания производственных и хозяйственно-бытовых вод в окружающую среду (почвы и подземные воды) относятся к нештатным – аварийным ситуациям, которые ликвидируются по аварийному плану.

Предусмотренные инженерные решения по водоснабжению, водоотведению и утилизации сточных вод соответствуют требованиям водоохранного законодательства РК. Реализация намеченных мероприятий, надлежащее управление строительными работами, сбор стоков с буровых площадок и предупреждение аварийных ситуаций, гарантируют предотвращение негативного влияния на подземные воды.

3. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА НЕДРА

Согласно Закону Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», недра - часть земной коры, расположенная ниже почвенного слоя, а при его отсутствии - ниже земной поверхности и дна морей, озер, рек и других водоемов, простирающаяся до глубин, доступных для проведения операций по недропользованию с учетом научно-технического прогресса.

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

Состояние недр и протекающих в них процессов характеризуется по комплексу количественных и качественных показателей (уровень, температура, химический и газовый состав подземных вод, гранулометрический состав, пористость, плотность, водопроницаемость, влажность, коэффициенты фильтрации, уровне пьезопроводность, пластовое и насыщенное давление, давление конденсации, кажущееся электрическое сопротивление, радиоактивность горных пород и грунтов, величина запасов полезных ископаемых, объемы их добычи и др.), устанавливаемых для отдельных компонентов недр.

На последующих стадиях воздействие на недра может сопровождаться следующими видами влияния:

нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термокарст, термоэрозия, просадки и другие) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифонообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях при бурении и эксплуатации скважин;

загрязнением недр и подземных вод в результате внутрипластовых перетоков;
исключением из сельскохозяйственного оборота значительных земельных ресурсов;
аварийными разливами нефти и пластовой воды.

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

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

выбор, обоснование прогрессивных способов разработки и методов повышения нефтеотдачи, технологии добычи по экономическим и экологическим показателям, обеспечивающим оптимальную полноту и комплексность извлечения из недр нефти и газа;

предотвращение открытых нефтяных и газовых фонтанов;

исключение обводнения месторождения;

предотвращение загрязнения подземных вод;

сведение к минимуму потерь добытой нефти, нефтяного и природного газа при эксплуатации, подготовке и транспорте нефти и газа;

извлечение запасов нефти и газа при минимальных затратах;

предотвращение загрязнения, заражения, опасной деформации и сейсмического воздействия на недра при бурении, эксплуатации, исследовании скважин, сооружении или эксплуатации подземных хранилищ нефти и газа, захоронении и т.д.

Большое значение, с точки зрения охраны недр имеет контроль за состоянием выполнения работ, особенно за передвижением контуров нефтегазоводоносности, пластовым давлением, гидродинамической связью между пластами и т.д. Нарушение герметичности

колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков, открытому фонтанированию и другим последствиям.

Влияние добычных работ на геологическую среду можно оценить как:

пространственный масштаб воздействия -- локальный— площадь воздействия 1-10 км² для площадных объектов или на удалении 100-1000 м от линейного объекта;

временной масштаб воздействия - постоянный - продолжительность

воздействия от 1 года до 3-х лет;

интенсивность воздействия (обратимость изменения) - умеренная - изменения среды значительны, самовосстановление затруднено.

Таким образом, интегральная оценка составляет 30 баллов, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **высокая** (28-64) - изменения среды значительно выходят за рамки естественных изменений.

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

3.1. Обоснование природоохранных мероприятий по сохранению недр

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

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

- работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;

- бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью;

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;

- при строительстве скважин: площадка для буровой установки должна планироваться с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почвогрунтов, глубины залегания грунтовых вод, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории;

- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифонообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементации;

- при нефтегазопрооявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;

- ввод в эксплуатацию скважины или куста скважины производится при условии выполнения в полном объеме всех экологических требований, предусмотренных проектом;

- проведение мониторинга недр на месторождении.

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

4. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ

Согласно экологическому кодексу, законодательных и нормативных правовых актов, принятых в РК, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения.

Одной из наиболее острых экологических проблем в настоящее время является загрязнение окружающей природной среды отходами производства и потребления.

Отходы являются источником загрязнения атмосферного воздуха, подземных и поверхностных вод, почв и растительности.

В окружающей среде отходы выступают, с одной стороны, как загрязнения, занимающие определенное пространство или оказывающие негативное воздействие на другие живые и неживые объекты субстанции, а с другой стороны, в качестве материальных ресурсов для возможного использования непосредственно после образования, либо соответствующей переработки.

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов.

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан, законодательными и нормативно-правовыми актами в области охраны окружающей среды и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, принятыми в республике, отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения. Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль их сбора, хранения, утилизации и обезвреживания.

В процессе производственной деятельности образуются определенное количество отходов производства и потребления, которые могут оказывать негативное влияние на компоненты природной среды: воздушную и водную среду, почвенный покров.

Характеристика отходов производства и потребления, их качественный и количественный состав определены в соответствии с «Классификатором отходов», утвержденным и.о. министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.

Отходы производства и потребления – это остатки сырья, материалов, химических соединений, образовавшиеся при производстве продукции, выполнении технологических работ и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства, необходимые для применения в соответствующем производстве, включая техногенные минеральные образования и отходы сельскохозяйственного производства.

К отходам производства относятся остатки сырья, материалов, веществ, предметов, изделий, образовавшиеся в процессе производства продукции, выполнения работ (услуг) и утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства. К отходам производства относятся как отходы, образующиеся при основном производстве, так и отходы вспомогательного производства.

К отходам потребления относятся остатки веществ, материалов, предметов, изделий, товаров частично или полностью утративших свои первоначальные потребительские свойства для использования по прямому или косвенному назначению в результате физического или морального износа в процессах общественного и личного потребления (жизнедеятельности), использования и эксплуатации.

4.1. Образование отходов производства и потребления

Отходы в производственном процессе образуются от эксплуатации автотранспорта, от

жизнедеятельности персонала и непосредственно ведения строительных работ.

Объёмы образования отходов производства и потребления определены по нормативным показателям, технологическим нормам, принятыми действующими в Республике Казахстан нормативно-методическими документами.

Расчёт и обоснование объёмов образования отходов

Отходы бурения

Отходы бурения представляют собой:

1. Нефте содержащий буровой шлам.
2. Отработанный буровой раствор на нефтяной основе.
3. Буровые сточные воды.

Согласно проектным данным, хранение нефтесодержащего шлама в процессе бурения и выбуренная порода будут собираться в гидроизолированное инженерное сооружение для сбора твёрдой и жидкой фазы бурения. Хранение отработанного бурового раствора и буровых сточных вод предусмотрено в металлических ёмкостях, исключающих утечку.

Расчет норм образования отходов

Твёрдые бытовые отходы. Коммунальные отходы (остатки упаковки, средства гигиены, иные товары (продукция), утратившие полностью или частично исходные потребительские свойства и т.д.) будут собираться в контейнеры для сбора ТБО, установленных в местах их образования, с последующей передачей специализированным предприятиям на переработку.

На период строительных работ на площадке будет находиться персонал в количестве 30 человек. В соответствии с приложением 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008г. № 100-п норма накопления мусора принимается - 0,3 м³/год на 1 человека. (0,3 м³/год * 300/365 = 0,25 м³/период).

Количество бытовых отходов на период проведения работ определяется следующим образом:

$$M_{\text{быт}} = N \times P \times T \times \rho / 365,$$

где N – норма образования бытовых мусора;

P – количество человек;

T – длительность проведения работ;

ρ - плотность отходов, равная 0,25 т/м³.

$$M_{\text{быт}} = 0,3 \text{ м}^3/\text{год} * 30 * 81 * 0,25/365 = 0,49932 \text{ т/г.}$$

Отработанные масла. Количество отработанного масла от буровых установок принимается, согласно Сборника методик по расчету объёмов образования отходов (Санкт-Петербург, 2001), из расчета 26 % от свежего моторного масла и 13% от свежего трансмиссионного масла.

Общий расход смазочных масел для буровых установок, согласно техническому проекту, составляет 12,06 т.

Расчёт объёма отработанного масла произведен, исходя из предположения, что масло состоит на 50% из моторного и на 50% из трансмиссионного масла.

Количество отработанного моторного масла составляет: $6,03 * 26/100 = 1,5678 \text{ т}$;

Количество отработанного трансмиссионного масла составляет: $6,03 * 13/100 = 0,7839 \text{ т}$.

Всего отработанного масла = 2,3517 т. Отработанные масла подлежат передаче специализированной организации для утилизации.

Пустая бочкотара. Твёрдые, металлические или пластмассовые инертные емкости. Количество бочек 10 шт., вес каждой бочки 25 кг. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N * m$, где N – количество тары, шт.; m – средняя масса тары, т. $M = 10 * 0,025 = 0,25 \text{ т}$. Объём образования 0,25 тонн. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Использованная тара. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $M = N \cdot m$, где N – количество тары, шт; m – средняя масса тары, т. $M = 250 \cdot 0,003 = 0,75$ т. Объем образования использованной тары составит 0,75 т. Невозвратная тара из дерева бумаги, пластика, ткани. Подлежит передаче специализированным предприятиям для переработки.

Металлолом. В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), объем отходов определяется по следующей формуле: $N = n \cdot \alpha \cdot M$, где n – число единиц оборудования, использованного в течении года, α – коэффициент образования лома (для строительного оборудования – 0,0174), M – масса металла (т) на единицу оборудования (для строительного оборудования – 11,6 т.). $N = 5 \cdot 0,0174 \cdot 11,6 = 1,0092$ т. Металлолом передаётся специализированному предприятию для переработки.

Огарки электродов сварки. Расчет объема образования огарков электродов сварки, произведен согласно «Временных методических рекомендаций...» (7) по формуле: $M = G \cdot n \cdot 10^{-5}$ т/год, где G – количество использованных электродов, 200 кг/год; n – норматив образования огарков от расхода электродов, 15%. $M = 200 \cdot 15 \cdot 10^{-5} = 0,03$. Объем огарков электродов сварки составляет 0,03 тонны. Передается на утилизацию специализированным организациям на тендерной основе.

Объем выбуренной породы при строительстве скважины:

Объемы образования отходов от бурения скважины определены согласно методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин утвержденный приказом МООС РК от 3 мая 2012 года № 129-ө.

Объем выбуренной породы всей скважины

$$V_{\text{п}} = \sum V_{\text{п.инт.}} \quad \text{м}^3 \quad (1)$$

где $V_{\text{п.инт.}}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м³.

$$V_{\text{п.инт.}} = K_1 \cdot \pi \cdot R^2 \cdot L, \quad \text{м}^3 \quad (2)$$

Где K_1 – коэффициент кавернозности (величина кавернозности, выраженная отношением объемов всех пустот в определенном объеме породы к данному объему породы);

R – радиус интервала скважины, м;

L – глубина интервала скважины, м.

Объема бурового шлама (отходы бурения на водной основе, отходы бурения на нефтяной основе)

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \cdot K_{\text{р}}$$

где $K_{\text{р}}=1,25$ коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы в интервале применения раствора на водной основе, $K_{\text{р}}=1,2$ коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы в интервале применения раствора на нефтяной основе.

Наименование	Интервал бурения			
	0-20.	20-200	200-800	800-2250
Диаметр долота, м	0,426	0,3239	0,2445	0,1683
Коэффициент кавернозности	1,1	1,1	1,2	1,2
Длина интервала бурения, м	20	200	800	2250
Объем выбуренной породы, м ³	3,1341	18,1182	45,0504	60,0346

Объем бурового шлама, м ³	3,7609	21,7418	54,0605	72,0415
Объем отходов бурения на водной основе, м ³	25,5027		-	
Объем отходов бурения на нефтяной основе, м ³	-		126,1020	

Объем бурового шлама на водной основе = 25,5027 м³ * 2,2 т/м³ = 56,10594 т

Отходы бурения на нефтяной основе = 126,1020 м³ * 2,5 т/м³ = 315,255 т

Отработанный буровой раствор

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_n * K_1 + 0,5 * V_{\text{ц}}$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе (в соответствии с [1], $K_1=1,052$);

$V_{\text{ц}}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, м³.

При повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25.

$V_{\text{обр}}$ (на водной основе) = 1,2*25,5027 *1,052+0,5*150=**107,195 м³ (p=2,2) или 235,829 т.**

$V_{\text{обр}}$ (на нефтяной основе) =1,2*126,1020 *1,052+0,5*150= **234,1912 м³ (p=2,5) или 585,478 т.**

$$V_{\text{обр}} = 341,3892 \text{ м}^3 = 821,307 \text{ тонн}$$

4.2. Обоснование лимитов накопления отходов

Таблица 4.2-1.

Лимиты накопления отходов при проведении работ на 2023 год (Скважины 17,18,19)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год (от 1-ой скважины)	Лимит накопления, тонн/год (от 2-х скважин)
1	2	3	4
Всего, в том числе:		1197,55816	3592,67448
отходов производства		1197,05884	3591,17652
отходов потребления		0,49932	1,49796
<i>Опасные отходы</i>			
Буровой шлам	-	371,36094	1114,08282
Отработанный буровой раствор	-	821,307	2463,921
Отработанные масла	-	2,3517	7,0551
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	1	3
<i>Неопасные отходы</i>			
Металлолом	-	1,0092	3,0276
Огарки сварочных электродов	-	0,03	0,09
ТБО	-	0,49932	1,49796
<i>Зеркальные</i>			

Накопление (сроки) и утилизация отходов

Отходы подлежат переработке/утилизации в специально отведенных местах. Утилизация отходов осуществляется специализированными организациями по договору. При передаче отходов подрядным организациям для вывоза, следует предварительно подготовить отходы к транспортировке. Упаковка должна обеспечивать экологически безопасную транспортировку.

Компании, оказывающие услуги по вывозу отходов, предоставляют контейнеры/бункеры для сбора и транспортировки опасных видов отходов.

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Ответственность за мероприятия по безопасному обращению с отходами несет руководитель предприятия.

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

Данные отходы изучены, кодификация опасности этих отходов установлена в соответствии с Классификатором отходов, утвержденным 6 августа 2021 года №314 Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

Твердые бытовые отходы (ТБО) складироваться в специальном контейнере с крышкой, основание которого забетонировано, гидроизолировано на оборудованной площадке объемом 1,1 м³, ежедневно (один раз в сутки) в теплое время года и 1 раз в 3 суток в холодное время года, вывозится по договору. Срок временного хранения ТБО в летнее время 1 день, в зимнее время – 3 суток.

Отработанные масла собираются в емкость объемом 400 л, на специально отведенном месте временного хранения с последующим вывозом специализированной организацией по договору раз в месяц. Срок временного хранения отработанного масла составляет 30 дней.

Металлолом, огарки сварочных электродов и отходы использованной тары по мере накопления будут направляться на утилизацию согласно договору со специализированной организацией.

Буровые отходы (буровой шлам, буровые растворы и буровые сточные воды) временно (ориентировочно 7-15 дней) собираются в специальные контейнеры непосредственно на буровых площадках. Вывозятся по мере накопления от каждой скважины.

Перевозка осуществляется автотранспортом. Жидкие отходы перевозятся в автоцистернах, а твердая часть перевозится на самосвалах.

Согласно п. 16 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 23 апреля 2018 года № 187, допускается накопление и временное хранение отходов сроком не более трех месяцев, которое не является объектом специального природопользования, как исключение, в следующих случаях:

- 1) при использовании отходов в последующем технологическом цикле с целью их полной утилизации;
- 2) при отправке отходов на утилизацию;
- 3) при временном отсутствии транспортных средств для вывоза отходов на утилизацию или свалку.

4.3. Мероприятия по минимизации объёмов и снижению токсичности отходов производства и потребления

При проведении работ по строительству скважины планируется принять следующие меры по уменьшению образованию следующих видов отходов:

- Металлолом, огарки сварочных электродов. При ремонтных работах завозить готовые детали, узлы металлоконструкции и оборудование.
- Отработанные масла. Замену масел на оборудовании, проводить строго по регламенту, разработанному предприятием, что сокращает объёмы образования отработанных масел.
- Твёрдые бытовые отходы. Основную массу твёрдых бытовых отходов составляет бумага, картон и пластик. В целях снижения объёма образования планируется предусмотреть систему сбора бумаги, картона и пластика, и передачу на вторичную переработку.

Физико-химический метод обезвреживания отходов бурения (буровой шлам и отработанный буровой раствор).

Физико-химический метод обезвреживания промышленных отходов, с применением строительной извести, целлюлозы, бентонита (гелеобразующий реагент), буретана (реагент А) является разработкой Уфимского Государственного Нефтяного Технического Университета «НИПИНефтегаз».

В процессе обезвреживания отходов физико-химическим методом используются следующие реагенты:

строительная известь (ГОСТ 9179) -10-15% масс – вяжущее вещество с высокой адсорбционной способностью для углеводородов и буровых реагентов. Строительная известь применяется для приготовления растворов и бетонов, вяжущих материалов.

бентонит – 2-3% масс-гелеобразующий реагент ТУ 2164-006-41219638 «Глинопорошки для буровых растворов».

Бентонитом принято называть глину, содержащую не менее 70% минерала группы монтмориллонита. Монтмориллонит – это высокодисперсный слоистый алюмосиликат, в котором за счет нестехиометрических замещений катионов кристаллической решетки, появляется избыточный отрицательный заряд, который компенсирует обменные катионы, расположенные в межслоевом пространстве. Этим обусловлена высокая гидрофильность бентонита. При затворении бентонита водой она проникает в межслоевое пространство монтмориллонита, гидратирует его поверхность и обменные катионы, что вызывает набухание минерала. При дальнейшем разбавлении водой бентонит образует устойчивую вязкую суспензию с выраженными тиксотропными свойствами. Монтмориллонит обладает высокими катионообменными и адсорбционными свойствами.

Благодаря отмеченным выше свойствам, бентонит нашел широкое применение как вязко-гелеобразователь и понизитель фильтрации в приготовлении буровых растворов для бурения скважин и переходов, как связующее в форморочных смесях и железорудных окатышах, а также как гидроизоляционный и адсорбционный материал.

-целлюлоза-2-3% (опилки лиственных пород деревьев) – структурообразователь;

-реагент А (Буретан) – 0,05-0,06% ТУ 6-02-00209912-59-96-комплексобразующий реагент для связывания полициклических и ароматических углеводородов и нефтепродуктов. Водопоглощающее вещество, буретан или полимер акриламида АК 639 водопоглощающий.

Загрузка отходов для смешивания их с реагентами производится в специальный бункер или емкость, изготовленные из химически инертного материала, необходимого объема с перемешивающим устройством. На площадках специализированной компании по вывозу и утилизации отходов, перемешивание производится в мобильном перемешивающем устройстве HZS50 (производство Китай), состоящем из трех загрузочных бункеров, двухвального смесителя, устройства дозирования воды и реагентов, электронной системы и пневмосистемы.

Перед загрузкой буровых отходов в бункер или емкость, технологическим процессом предусматривается проведение процесса осушки отходов. Для этого буровые отходы, имеющие пастообразную фракцию и осадок образованный в процессе отделения воды из буровых растворов, смешиваются с отходами твердой фракции и распределяются ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры. Параллельно с процессом осушки производится процесс сортировки завезенных

отходов на предмет выявления в них посторонних отходов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

Таким образом, из результатов исследований следует рекомендовать следующий оптимальный состав реагентов для обезвреживания буровых отходов: строительная известь (ГОСТ 9179) – 10-15% масс, целлюлоза – 2-3% масс, бентонит – 2-3% масс, реагент А – 0,05-0,06% масс, техническая вода – 30% масс.

Карта процесса обезвреживания жидкого бурового раствора выглядит следующим образом.

Отстаивание жидкого бурового раствора и отделение жидкости.

Удаление воды возможно только в количестве 20-25%, дальнейшее удаление не позволит перекачать раствор, он будет не текучим.

Осушка бурового осадка, образованного в процессе отделения воды.

Осадок, образованный в процессе отделения воды, смешивается с отходами твердой фракции и распределяется ровным слоем по поверхности карт или секции. Затем при помощи спецтехники производится процесс перепахивания с целью высушивания отходов, до степени позволяющей осуществлять загрузку в бункеры.

Сортировка отходов производится на предмет выявления в них посторонних предметов, не предназначенных для обезвреживания данным регламентом.

Загрузка отходов и реагентов в бункер или емкость.

Загрузка отходов производится в специальный бункер или емкость фронтальным погрузчиком. Реагенты подаются через устройства дозирования.

Вывоз обезвреженного материала.

После отверждения, обезвреженный материал вывозится на секцию готовой продукции для дальнейшего использования.

Продукт (грунт), образующийся в результате обезвреживания бурового шлама и раствора физико-химическим способом, пригоден для использования в строительстве, при прокладке дорог, отсыпке земляных насыпей и может быть реализован сторонним потребителям. Продукт представляет собой минеральный гидрофобный порошок, который можно использовать в качестве добавки для асфальтобетонных смесей, а также в качестве конструктивных элементов автодорог, гидрорерывающих и дополнительных слоев земляного полотна.

Уровень воздействия отходов производства на компоненты окружающей среды невысок, исходя из соблюдения нормативов образования отходов.

5. ОЦЕНКА ФИЗИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Законодательная и нормативная база

Для сохранения качества окружающей среды и установления допустимого воздействия на нее, обеспечения экологической безопасности, сохранения экологических систем и биологического разнообразия в Казахстане используется такой механизм как экологическое нормирование. В процессе экологического нормирования устанавливаются нормативы качества окружающей среды. Для регулирования физических воздействий, в частности, используются такие показатели как предельно допустимые уровни шума и вибрации. Для предприятий кроме этого, разрабатываются нормативы физических воздействий, которые являются основой для выдачи экологических разрешений.

Указанные требования отражены в Экологическом кодексе Республики Казахстан от 9 января 2007 года № 212-III ЗРК, а также Кодексе Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения» от 18 сентября 2009 г. № 193-IV ЗРК.

В Казахстане установлены различные допустимые уровни шума и вибрации для территории населенных мест и рабочей зоны, что отражено в соответствующих санитарных и строительных правилах и нормах:

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах»;

- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека».

- МСН 2.04-03-2005 «Защита от шума».

Нормативные требования к уровням шума и вибрации

Согласно санитарным и гигиеническим нормативам в Республике Казахстан установлены следующие нормативные показатели для шума:

- 1) для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, амбулаторий, школ и других учебных заведений, библиотек допустимый эквивалентный уровень звука установлен равным 55 дБА днем (с 7 до 23 часов) и 45 дБА ночью (с 23 до 7 утра), максимальные уровни звука – 70 дБА днем и 60 дБА ночью. Эквивалентные уровни, дБА, для шума, создаваемого средствами транспорта (автомобильного, железнодорожного, воздушного) в 2 м от ограждающих конструкций зданий, обращенных в сторону источников шума, допускается принимать на 10 дБ выше нормативных уровней звука, указанных для жилых зданий;

- 2) в помещениях и на территориях промышленных предприятий предельный эквивалентный уровень постоянного шума – 85 дБА. Не допускается пребывание работающих в зонах с уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Оценка физического воздействия на окружающую среду

Наиболее характерным физическим воздействием при строительстве скважин являются шум, вибрация и электромагнитные колебания. Источниками их появления служит работа эксплуатационного и технологического оборудования газового промысла, машин и механизмов, колесного и гусеничного транспорта.

Шум. Характеризуется физическими (звуковое давление, интенсивность звука, звуковая мощность, направленность звука и др.) и физиологическими (высота тона, тембр, громкость, продолжительность действия) параметрами.

Техногенные шумы по физической природе происхождения подразделяются на 4 группы:

Механические, возникающие при взаимодействии различных деталей в механизмах;

Электромагнитные, возникающие вследствие колебаний деталей под воздействием электромагнитных полей;

Аэродинамические, возникающие в результате вихревых процессов в газах;

Гидродинамические, вызываемые различными процессами в жидкостях.

Воздействие техногенных шумов неблагоприятно сказывается не только на состоянии персонала, но и на представителей фауны (фактор беспокойства) территорий, прилегающих к объекту производства.

Шум измеряется в уровнях звукового давления, что позволяет для его оценки использовать шкалу децибел (дБ). Уровни звукового давления оцениваются в целых числах, так как изменения уровней меньше чем на 1 дБ практически не воспринимаются на слух. Санитарно-гигиеническая оценка шума производится по уровню звука (дБа), уровням звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами от 63 до 8000 Гц (дБ), эквивалентному уровню звука (дБа) и по дозе полученного шума персоналом предприятия (в %).

Производственные работы, являются источником шумового воздействия на здоровье людей, как непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Особенно сильный внешний шум создается при работе дизель-генераторов, задействованных при буровых работах, спецтехники и автотранспорта.

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.

Допустимые уровни шума на объектах нефтяной промышленности в соответствии с нормами приведены в таблице 5-1.

Допустимые уровни шума на объектах нефтяной промышленности

Таблица 5-1.

Наименование	Уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Корректированный УЗМ, дБа
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Измерения	89	89	89	87	87	78	75	71	63	88
Норма для рабочей зоны	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

В соответствие с требованиями «Санитарно-эпидемиологических требований к объектам промышленности» №236 от 20.03.2015 г. «Общие требования безопасности» уровни звука на рабочих местах не должны превышать 80 дБа. Шумовые характеристики оборудования указываются в технических паспортах.

Определение ожидаемых уровней шума, создаваемых в процессе бурения

Октавные уровни звукового давления, создаваемые работой технологического оборудования буровой установки, рассчитывается по формуле:

$$L = L_p + 10 \lg \varphi - 10 \lg \Omega - 20 \lg r - \beta \alpha \cdot r / 1000 + \Delta L_{отр} - \Delta L_c,$$

Где, L_p - октавный уровень звуковой мощности БУ, дБ;

ϕ - фактор направленности БУ;

Ω - пространственный угол (в стерadianах), в который излучается шум;

β_a - коэффициент затухания звука в атмосфере, дБ/км;

r - расстояние до расчетной точки, м;

$\Delta L_{отр.}$ - повышение уровня звукового давления вследствие отражения от больших поверхностей, расположенных на расстоянии от расчетной точки, не превышающем $0,1r$; $\Delta L_{отр.}=0$;

$\Delta L_c = \Delta L_{экр.} + \Delta L_{пов} + \beta_{зел.}$;

где $\Delta L_{экр.}$ - снижение уровня звукового давления экранами, расположенными между источником шума и расчетной точкой;

$\Delta L_{пов}$ - снижение уровня звукового давления поверхностью земли;

$\beta_{зел.}$ - коэффициент ослабления звука полосой лесонасаждений, дБ/м.

Ввиду отсутствия экранов и лесополос $\Delta L_c = 0$.

Уровни звукового давления, создаваемые технологическим оборудованием в процессе бурения на границе СЗЗ

Таблица 5-2

Наименование параметра	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц									Коррект. УЗМ, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
УЗМ, L_p , дБ	89	89	89	87	87	78	75	71	63	88
β_a , дБ/км			0,3	1,1	2,8	5,2	9,6	25	83	5
r , м	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
$\beta_a \cdot r/1000$, дБ/км	0	0	0,30	1,10	2,80	5,20	9,60	25,00	83,00	5,00
$10 \lg \phi$, дБ/км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$10 \lg \Omega$, дБ/км	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
$20 \lg r$	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
L , дБ	21	21	21	18	16	5				15
Норма для рабочей зоны	105	94	87	81	78	75	73	71	69	80
Норма для территорий прилегающих к жилым зонам	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Уровни звукового давления, создаваемые технологическим оборудованием в процессе бурения на расстоянии 100 м (в пределах промплощадки)

Таблица 5-3

№№ ПП	Наименование параметра	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц									Коррект. УЗМ, дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	УЗМ, L_p , дБ	89	89	89	87	87	78	75	71	63	88
2	β_a , дБ/км			0,3	1,1	2,8	5,2	9,6	25	83	5
3	r , м	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
4	$\beta_a \cdot r/1000$, дБ/км	0	0	0,03	0,11	0,28	0,52	0,96	2,5	8,3	0,5
5	$10 \lg \phi$, дБ/км	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	$10 \lg \Omega$, дБ/км	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8

№№ ПП	Наименование параметра	Среднегеометрическая частота октавных полос, Гц									Коррект. УЗМ, дБА
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
7	20 Igr	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40
8	L,дБ	41,0	41,0	41,0	38,9	38,7	29,5	26,0	20,5	6,7	39,5
9	Норма для территорий прилегающих к жилым зонам	83	67	57	49	44	40	37	35	33	45

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике применения, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Вибрация. По своей физической природе вибрация тесно связана с шумом. Особенность действия вибраций заключается в том, что эти упругие механические колебания распространяются по грунту и оказывают свое воздействие на фундаменты различных сооружений, вызывая затем звуковые колебания в виде структурного шума.

Основными источниками вибраций являются: рельсовый транспорт, различные технологические установки (компрессоры, двигатели), кузнечно-прессовое оборудование, строительная техника (молоты, пневмовибрационная техника), системы отопления и водопровода, насосные станции и т.д.

Одной из основных причин появления низкочастотных вибраций при работе различных механизмов является дисбаланс вращающихся деталей, возникающий в результате смещения центра масс относительно оси вращения. Возникновение дисбаланса при вращении может быть вызвано:

- несимметричным распределением вращающихся масс, из-за искривления валов машин, наличия несимметричных крепежных деталей и т.д.;
- неоднородной плотностью материала, из-за наличия раковин, шлаковых включений и других неоднородностей в материале конструкции;
- наличие люфтов, зазоров и других дефектов, возникающих при сборке и эксплуатации механизмов и т.п.

Другой причиной появления вибраций являются процессы ударного типа, наблюдаемые при работе кузнечнопрессового оборудования, при забивании молотом железобетонных свай при строительстве и т.п.

Источником вибрации также являются различного рода резонансные колебания деталей, конструкций, механизмов, установок и т.п.

Действие вибраций на организм проявляется по-разному в зависимости от того, как действует вибрация.

В зависимости от продолжительности воздействия вибрации, частоты и силы колебаний возникает ощущение сотрясения (паллестезия). При длительном воздействии возникают изменения в опорно-двигательной, сердечно-сосудистой и нервной системах.

Действие вибраций в диапазоне частот до 15 Гц проявляется в нарушении вестибулярного аппарата, смещении органов. Вибрационные колебания до 25 Гц вызывают костно-суставные изменения. Вибрации в диапазоне от 50 до 250 Гц вредно воздействуют на сердечно-сосудистую и нервную системы, часто вызывают вибрационную болезнь, которая проявляется болями в суставах, повышенной чувствительностью к охлаждению, судорогах. Эти изменения наблюдаются вместе с расстройствами нервной системы, головными болями, нарушениями обмена веществ, желез внутренней секреции.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибраций как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

При установке и эксплуатации оборудования, имеющего вращающиеся детали, производят их балансировку. Большое внимание уделяется регулировочным и профилактическим работам по устранению люфтов и зазоров в механизмах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящих в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

Для понижения уровня вибраций, распространяющихся в упругих различных средах (грунте, фундаменте), применяют виброгашение, виброизоляцию, вибродемпфирование.

Для снижения вибрации от технологического оборудования предусматривается:

установление гибких связей, упругих прокладок и пружин;

тяжелое вибрирующее оборудование устанавливается на самостоятельные фундаменты;

сокращение времени пребывания в условиях вибрации;

применение средств индивидуальной защиты.

Электромагнитные поля. К основным источникам ЭМП антропогенного происхождения относятся телевизионные станции, антенны, высоковольтные линии электропередач промышленной частоты.

Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

параметрами излучения (частоты или длины волны, когерентностью колебания, скоростью распространения, поляризацией волны);

физическими и биохимическими свойствами биологического объекта, как среды распространения ЭМП (диэлектрической проницаемостью, электрической проводимостью, длиной электромагнитной волны в ткани, глубиной проникновения, коэффициентом отражения от границы воздух-ткань).

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

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

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

использовать модели электроприборов и ПК с меньшим уровнем электропотребления;

размещать приборы, работающие длительное время (холодильник, телевизор, СВЧ-печь, электропечь, электрообогреватели, ПК, воздухоочистители, аэроионизаторы), на расстоянии не менее 1,5 м от мест постоянного пребывания или ночного отдыха;

в случае большого числа электробытовой техники в жилом помещении одновременно включать как меньше приборов;

использовать монитор ПК с пониженным уровнем излучения;

заземлять ПК и приборы на контур заземления здания;

использовать при работе с ПК заземленные защитные фильтры для экрана монитора, снижающие уровень ЭМП;

по возможности использовать приборы с автоматическим управлением, позволяющие не находится рядом с ними во время работы.

Существует несколько способов защиты окружающей среды от воздействия ЭВМ.

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

Способ экранирования ЭМП. Этот способ защиты от электромагнитных излучений использует процессы отражения и поглощения электромагнитных волн.

Радиопоглощающие материалы (РПМ) используют для поглощения электромагнитных волн и в средствах защиты от воздействия ЭМП.

5.1. Мероприятия по снижению акустического, вибрационного и электромагнитного воздействия

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

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

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ должны быть обозначены знаками безопасности по «Методическим указаниям по измерению и гигиенической оценке производственных шумов». Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов,
- ❖ использование мал шумных транспортных средств, регламентация интенсивности движения и т.д.);
- ❖ в результате снижения шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, использование рельефа местности);
- ❖ следить за исправным техническим состоянием двигателей, используемой строительной техники и транспорта;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Вибрационная безопасность труда на месторождении должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации технологического оборудования и введения производственных процессов;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 МГц – 300 ГГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30\%$.

В целом же воздействие физических факторов (шум, вибрация и электромагнитное излучение) на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – **локальный**;
- временной масштаб воздействия – **многолетнее**;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – **слабая**.

Применение современного оборудования на всех технологических процессах, применяемые меры по минимизации воздействия шума, вибрации и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения на период проведения работ на месторождении Есжан позволяет говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы.

В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы вблизи и за пределами санитарно-защитной зоны площади работ не ожидается.

Оценка воздействия на радиационную обстановку

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих норм радиационной безопасности «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к обеспечению радиационной безопасности» утвержденным приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020 и других нормативных документов. Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

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

Нефтяные и газовые промыслы, как показали радиологические исследования, являются потенциальными источниками радиационной опасности на любой территории. В результате доставки на поверхность вместе с нефтью и газом солей таких элементов, как радий и торий, загрязняются территории в районе нефтяных месторождений. Соли радия могут быть обнаружены в отложениях на внутренних поверхностях насосов, нефтепроводов и емкостей для хранения нефти.

При выполнении работ должны учитываться следующие факторы:

- а) уровни естественного регионального фона;
- б) данные аэрогамма-съемки региона;
- в) наличие (отсутствие) местных источников радиоактивного загрязнения.

Требования к ограничению техногенного облучения при работе с источниками облучения определены в СП «Санитарно-эпидемиологических требованиях к радиационно-опасным объектам» утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020. Согласно данному документу, величина эффективной дозы, которую может получить персонал при работе с данным источником не должна превышать 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. Таким образом, даже работа в непосредственной близости к указанным источникам в течении 8-часового рабочего дня не приведет к получению критической дозы облучения.

Работы по строительству и эксплуатации скважин предусматривается проводить в строгом соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями по обеспечению радиационной безопасности» утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-275/2020.

Согласно указанным документам предусмотрены следующие работы: Проведение замеров радиационного фона на территории месторождения (по плану мониторинга).

Постоянный отбор проб пластового флюида, бурового раствора, шлама будет проводиться для определения концентрации в них радионуклидов. В случае обнаружения низкорadioактивных буровых отходов, отходы будут храниться в шламособорниках отдельно

от нерадиоактивных. Радиоактивные отходы будут вывозиться на специализированный полигон для размещения низкорадиоактивных отходов.

Сбор радиоактивных отходов будет производиться в местах их образования отдельно от обычных отходов с учетом:

- категории отходов;
- агрегатного состояния (твердые, жидкие);
- физических и химических характеристик;
- природы (органические, неорганические);
- периода полураспада радионуклидов, находящихся в отходах (с периодом полураспада, составляющим часы, дни, месяцы, годы, десятилетия и больший период);
- взрыво- и огнеопасности;
- принятых методов переработки отходов.

Радиоактивные отходы должны по возможности переводиться в физически-, химически- и биологически инертное состояние.

Транспортировка радиоактивных отходов проводится специализированной организацией-компанией подрядчиком.

Индивидуальная эффективная доза облучения, обусловленная радиоактивными отходами, включая этапы хранения и захоронения, не должна превышать 10 мкЗв/год, а коллективная доза не должна превышать 1 чел.-Зв в год.

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, места разливов нефти.

В случае обнаружения пластов с повышенной радиоактивностью, необходимо: получить разрешение уполномоченных органов на дальнейшее углубление скважины; вокруг буровой обозначить санитарно-защитную зону.

В целом, в принятой системе оценок, воздействие процесса строительства и испытания скважины на радиационную обстановку оценивается:

- пространственный масштаб воздействия - локальный;
- продолжительность воздействия - многолетнее;
- интенсивность воздействия - незначительная;
- последствия - незначимые, не влияющие на изменения радиационного фона.

На период разведки проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

Отбор проб для анализа на содержание радионуклидов из всех продуктивных и водоносных горизонтов (во время испытания);

В случае если загрязненность радионуклидами буровых сточных вод, бурового раствора и бурового шлама, накопленных в отстойниках и контейнерах будет превышать уровень концентраций, предусмотренных основными санитарными правилами работы с

радиоактивными веществами, то производится их очистка. Сбор, ликвидация или дезактивация этих отходов регламентируется специальными правилами;

В случае, когда мощность эквивалентной дозы радионуклидов в нефти, конденсате и пластовых водах превысит 0,03 мБер/час, рабочие места на буровой должны оборудоваться в соответствии с санитарными требованиями с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса.

6. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗЕМЕЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ И ПОЧВЫ

В геолого-литологическом строении исследуемой территории, принимают участие грунты двух классов:

- класс природных скальных грунтов → грунты с жёсткими структурными связями (скальные и полускальные);
- класс природных дисперсных грунтов → грунты с водно-коллоидными и механическими структурными связями (связные и несвязные).

Класс природных скальных грунтов (грунты с жёсткими структурными связями) представлен скальными грунтами палеозойского фундамента и полускальными грунтами мезозойского возраста различного генезиса. В пределах участка выделены следующие комплексы грунтов с жесткими связями.

Класс природных скальных грунтов (грунты с жёсткими структурными связями) представлен скальными грунтами палеозойского фундамента и полускальными грунтами мезозойского возраста различного генезиса. В пределах участка выделены следующие комплексы грунтов с жесткими связями:

- комплексом эффузивно-осадочных пород палеозоя (скальные) → песчаники, конгломераты, туфопесчаники, известняки, серпентиниты и др.

Класс природных дисперсных грунтов, развитых на участке, представляют:

связные глинистые → глины, суглинки и супеси;

несвязные песчаные → пески пылеватые и мелкие;

несвязные грубообломочные → дресвяно-щебенистые и щебенистые.

На исследуемой территории по условиям залегания и циркуляции выделяются подземные воды: трещиноватости коренных пород области развития эрозионно-тектонического мелкосопочника.

Подземные воды зон открытой трещиноватости коренных пород, области развития эрозионно-тектонического мелкосопочника. Приурочены к скальным грунтам эффузивно-осадочных, метаморфических и интрузивных пород палеозоя.

Оценка воздействия на почвенный покров проектируемых работ

Воздействие на почву и грунтовые воды вследствие строительства будет связано с удалением и обработкой верхнего слоя почвы, уплотнением почвы, возможным разливом горюче-смазочных материалов.

Мероприятия по рекультивации

Для охраны окружающей среды в период строительства предусматривается обязательное выполнение строительной организацией мероприятий, предупреждающих загрязнение почв, водоемов, сохранение транспортных и других коммуникаций в районе строительства.

К этим мерам относятся:

обязательное соблюдение границ территории, отводимых для строительства; недопущение разлива горюче-смазочных материалов;

заправку топливом строительной техники и транспорта осуществлять с помощью специально оборудованных автозаправщиков;

слив горюче-смазочных материалов в специально отведенные и оборудованные для этих целей места;

соблюдение требований местных органов охраны природы;

В целях минимизации возможного воздействия отходов на компоненты окружающей среды необходимо осуществлять ряд следующих мероприятий:

- отдельный сбор различных видов отходов;
- для временного хранения отходов использование специальных емкостей - контейнеров, установленных на оборудованных площадках;
- содержать в чистоте контейнеры, площадки для контейнеров, близлежащую территорию, оборудовать контейнерные площадки в соответствии с санитарными нормами и

правилами;

- по мере накопления вывоз всех отходов необходимо производить специализированной организацию по договору;
- оборудование специальных площадок согласно действующих СНиП в РК, для временной парковки спецтехники и автотранспортных средств, а также временного хранения необходимого оборудования и материалов, используемых при строительных работах;
- очистка территории от остатков всех видов отходов, а также вывоз контейнеров с ними для утилизации в согласованные места после завершения строительных работ.

Система ПЭК за состоянием почвенного покрова

Целью мониторинга состояния почвенного покрова является получение аналитической информации о состоянии почв для оценки влияния предприятия на их качество.

При производственной деятельности предприятия влияние на почвенный покров незначительное. В связи с этим, необходимости на осуществление наблюдения за состоянием почвенного покрова на территории предприятия проводить не планируется, так как загрязнение почвенного покрова не происходит.

Оценка воздействия на геологическую среду

Проектные работы не будут сопровождаться отрицательными воздействиями на геологическую среду.

Минимальное воздействие на геологическую среду выражается в усилении дефляции и водной эрозии почв на участках нарушения почвенно-растительного слоя.

Большое влияние на гидрологический режим местности оказывают выемки в процессе строительства.

Влияние автотранспорта в процессе проведения проектных работ включает:

- нарушение почвообразующего субстрата;
- воздействие на рельеф;
- загрязнение почв продуктами сгорания топлива;
- загрязнение почв ГСМ.

Степень воздействия, его интенсивность и масштабы зависят от конкретных условий производства работ.

Воздействие на геологическую среду проектных решений будет складываться:

- воздействие на рельеф и почвообразующий субстрат;
- воздействие на недра.

Оценка воздействия на рельеф и почвообразующий субстрат

Механическое воздействие

Механические повреждения почвенного покрова возникают в результате расчистки строительной полосы и планировке территории.

Ведение планировочных работ на площадке под буровую (промышленная зона) и жилой поселок, срезка верхнего слоя грунта для заливки цементом площадки под буровое оборудование, обваловка буровой площадки, блока ГСМ и емкостей вызовет развитие механических нарушений почв, уничтожение естественных почвенно-растительных экосистем на всей территории ведения работ.

Механические нарушения почв выражаются в изменении естественного (природного) сложения, уничтожении наиболее плодородных верхних горизонтов почв, разрушении их структурного состояния и переуплотнении, повреждении земной поверхности и изменении микрорельефа местности (траншеи, отвалы, выбросы, спланированные участки, колеи дорог), приводят к нарушению морфологических и биохимических свойств почв.

На участках, подверженным механическим нарушениям, уничтожается растительный покров, животные лишаются мест обитания и кормовой базы.

Механические нарушения сопровождаются резким снижением устойчивости почв к действию природных факторов, что становится первопричиной развития дефляции и водной эрозии.

Степень изменения свойств почв находится в прямой связи с их удельным сопротивлением к деформации, которое зависит от генетических свойств, при этом большое значение имеют показатели механического состава, влажности, содержания водопрочных агрегатов и высокомолекулярных гумусовых соединений. Характер нарушений определяется видом и тяжестью нагрузок, а также устойчивостью почв – внутренней способностью противостоять данному типу нагрузок.

При полевой оценке нарушенности почвенного покрова, возникающей при механических воздействиях, учитывают состояние почвенных горизонтов, их мощность, уплотнение, структуру, мощность насыпного слоя грунта, проявление процессов дефляции и водной эрозии.

Строительство подъездных внутрипромысловых и межпромысловых дорог, вдоль трассовых проездов также, в первую очередь, связано с механическим воздействием на почвенно-растительный покров. Основные направления, формы и характеристики воздействия дорожно-транспортной системы на почвенный покров в период эксплуатации, представлены в табл. 6-1.

Таблица 6.2-1

Характеристики воздействий дороги на почвенный покров

Элемент окружающей среды, на который оказывается воздействие	Воздействующий фактор и его элемент	Характеристика воздействия
<i>Эксплуатация дороги</i>		
Ландшафт местности	Все инженерные сооружения	Изъятие территории под инженерные сооружения, стройплощадки, подъездные пути. Изменение рельефа и флоры
Геологические условия	Земляное полотно, сооружение переходов и путепроводов	Деформация в подстилающих грунтах, эрозионные процессы земполотна и на прилегающих территориях
	Дорожная одежда	Передача вибраций от проходящих автомобилей на прилегающие территории
Гидрогеологические условия	Земляное полотно	Препятствие стоку поверхностных вод, нарушение режима стока подземных вод, осушение или переувлажнение придорожных территорий
	Водопропускные и водоотводные сооружения	Эрозия русел временных водотоков и процессы образования оврагов
Почвенный слой	Земляное полотно	Загрязнение почвы продуктами эрозии земполотна
	Дорожная одежда	Загрязнение продуктами износа дорожного покрытия, материалами, использованными при зимнем содержании дорог
	Сооружения инфраструктуры	Загрязнение мусором, бытовыми отходами, нефтепродуктами

Таблица 6.2-2

Бальная оценка воздействия на растительный покров

№	Наименование с параметра	Единицы измерения	Критерий оценки, балл					Оценка в баллах
			Крайне не значительное 1 балл	Не значительное 2 балла	Среднее 3 балла	Значительное 4 балла	Исключительно сильное 5 балла	
1.	Наличие экземпляров с морфофизио-	% экземпляров на единицу площади	>3	3-10	10-20	20-50	<50	1

№	Наименование с параметра	Единицы измерения	Критерий оценки, балл					Оценка в баллах
			Крайне незначительное 1 балл	Незначительное 2 балла	Среднее 3 балла	Значительное 4 балла	Исключительно сильное 5 балла	
	логическими изменениями							
2.	Видовое разнообразие	% видов от числа характерных для данного района	Не >70	55-70	30-55	20-30	>20	2
3.	Наличие сорных элементов	% сорных от общего числа видов	>5	5-15	15-35	35-70	<70	3
4.	Модификационные растительные сообщества	% от общей площади рассматриваемой территории	>5	5-15	15-40	40-70	<70	2
Средний балл								2

7. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА РАСТИТЕЛЬНОСТЬ

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах).

Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами.

Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

В местах хранения отходов будет исключена возможность их попадание в почвы.

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключаяющих его утечку.

Дозировка химических реагентов будет проводиться только в специально оборудованных местах, исключаяющих попадание их в почву и водные объекты.

Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

С целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотрено ведение производственного мониторинга.

7.1. Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на почвенно-растительный покров

С целью снижения отрицательного техногенного воздействия на почвенно-растительный покров рассматриваемым проектом предусмотрено выполнение экологических требований и проведение природоохранных мероприятий, основными из которых являются:

Осуществление постоянного контроля границ отвода земельных участков. Для охраны почв от нарушения и загрязнения все работы проводить лишь в пределах отведенной во временное пользование территории вокруг площадки будут сделаны ограждения.

Рациональное использование земель, выбор оптимальных размеров рабочей зоны при строительстве. Расположение объектов на площадке буровой должно соответствовать утвержденной схеме расположения оборудования.

Снятие и сохранение плодородного почвенного слоя для последующего использования его при рекультивационных работах (при необходимости, в установленных местах). Своевременное проведение работ по рекультивации земель в соответствии с разработанными проектами. Охрана растительности, сохранение редких растительных сообществ, флористических комплексов и их местообитания на прилегающих к месту ведения работ территориях.

Использование удобных и экологически целесообразных подъездных автодорог, запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью. Движение транспорта за пределами площадки буровой осуществлять только по утвержденным трассам.

В местах хранения отходов будет исключена возможность их попадание в почвы.

Хранение бурового раствора осуществляется в емкостях, исключающих его утечку.

Дозировка химических реагентов будет проводиться только в специально оборудованных местах, исключающих попадание их в почву и водные объекты.

Все необходимые природоохранные мероприятия, связанные с ликвидацией скважин, будут учтены по окончании всех работ (по отдельному плану составленному в соответствии с действующими Инструкциями).

С целью контроля и оценки происходящих изменений состояния окружающей среды, прогноза их дальнейшего развития и оценки эффективности применяемых природоохранных мероприятий предусмотрено ведение производственного мониторинга.

8. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЖИВОТНЫЙ МИР

При проведении производственной деятельности техногенное преобразование территории является одной из ведущих причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом важно учитывать, что возможно как уничтожение или разрушение критических биотопов, так и подрыв кормовой базы и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта сопровождается загрязнением территории, что обусловит их совместное действие.

Однако, вместе с тем, хозяйственная деятельность приводит к созданию новых местообитаний (земляные валы, различные насыпи, канавы и др.), способствующих проникновению и расселению ряда видов на осваиваемую территорию.

Максимальное влияние на группировки наземных животных оказывают такие виды работ, как нарушение плодородного слоя почвы, изъятие площади земель под промплощадки буровых скважин, складов ГСМ и вспомогательных объектов, внедорожное использование транспортных средств, складирование вспомогательного оборудования, загрязнение территории разливами ГСМ, а также производственный шум, служащий фактором беспокойства для многих видов млекопитающих и птиц, особенно в период гнездования.

Таким образом, важнейшими факторами воздействия на животный мир при проведении запланированного строительства скважин на площади месторождения будут:

- разрушение местообитаний в пределах площадок скважин, дорог и коммуникаций;
- воздействие физических факторов при строительстве и работе механизмов;
- возможное загрязнение площадок ГСМ и отходами;
- выбросы вредных веществ при сгорании газа и моторного топлива;
- физическое присутствие людей на территории месторождения;
- шумовые и вибрационные эффекты при работе строительной техники и транспорта, эксплуатационных агрегатов.

Последствиями для животного мира от влияния этих факторов являются:

- Трансформация среды обитания из-за отчуждения площадей и изменения кормовой базы;
- Изменение численности популяций;

- Сенсорное беспокойство от присутствия человека и работающей техники;

- Трансформация видового состава фауны за счет появления сукцессионных видов.

Определенное воздействие на животный мир будут оказывать также выбросы в атмосферу от передвижных и стационарных источников.

Животный мир (земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих) на большей части территории обеднен, однако определенное воздействие испытывают практически все виды наземных позвоночных.

При проведении буровых работ основным видом воздействия будет механическое нарушение почвенно-растительного покрова на буровых площадках, ведущее к уничтожению естественных местообитаний.

Прямое воздействие проявляется фрагментарно в виде разрушения местообитаний, снижения продуктивности кормовых угодий, фактора беспокойства при производстве буровых работ и движении транспортных средств, пресмыкающиеся, птицы и млекопитающие вытесняются из зоны проведения бурения.

Опосредованное воздействие проявится в запылении и, возможно, химическом загрязнении продуктами сгорания топлива от автотранспорта и стационарного оборудования почв и растительности, что может привести к изменениям характера питания животных.

На сопредельных с буровыми площадками территориях наземная фауна испытывает как прямой, так и опосредствованный характер воздействий, однако ведущим видом воздействия является фактор беспокойства. Следует отметить, что на синантропные виды животных фактор беспокойства воздействовать практически не будет.

Пустынные виды животных заменяются синантропными видами, основное значение среди которых принадлежит птицам и грызунам.

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

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

В таблице 8-1 приводится балльная оценка антропогенных факторов на животный мир с учётом анализа ареалов распространения, видового разнообразия и численности различных классов животных.

Таблица 8 -1

Балльная оценка воздействия антропогенных факторов на животный мир

Антропогенный фактор воздействия		Балл
Изъятие определенных территорий под нормативные отводы для строительства объектов и сооружений		4
Земляные и прочие работы на объектах строительства		3
Автомобильные дороги		2
Свалки (металлолом)		3
Фактор беспокойства		2
Загрязнение окружающей среды	Физическое (шум и др)	2
	Химическое	2
Средний бал		2,5

Из таблицы видно, что в соответствии с принятой оценкой степени воздействия возможное воздействие на животный мир колеблется от незначительного до умеренного (средний бал – 2,5).

Наиболее среднее воздействие наблюдается в непосредственной близости от площадок строительства, дорог, карьеров, при удалении от рассматриваемых объектов степень антропогенного воздействия ослабевает.

Воздействие на животный мир будет незначительное и умеренное. Изменение биоценоза под воздействием природных и антропогенных факторов происходят примерно в равных пропорциях.

Очень значительного обеднения состава и сокращения численности основных групп животных не произойдёт. При соблюдении соответствующих природоохранных мероприятий, воздействие деятельности предприятия на животный мир будет носить умеренный и кратковременный характер.

8.1. Мероприятия по уменьшению возможного негативного воздействия на животный мир

Охрана окружающей среды и предотвращение ее загрязнения в процессе сводится к определению предполагаемого воздействия на компоненты окружающей природной среды (в т.ч. животный мир), разработке природоохранных мероприятий, сводящих к минимуму возможное воздействие.

Охране подлежат не только редкие, но и обычные, пока еще достаточно распространенные животные.

Процессы строительства характеризуются высокими темпами работ, минимальной численностью одновременно занятых строителей, минимизацией монтажных операций на площадках, высокой квалификацией персонала, минимальной площадью земель, отводимых во временное пользование для технологических и социальных нужд строителей на время работ, оптимизация транспортной схемы и др.

Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;

строгое соблюдение технологии;

запрещение кормления и приманки диких животных;

запрещение браконьерства и любых видов охоты;

использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;

работы по восстановлению деградированных земель.

Для предотвращения гибели объектов животного мира от воздействия вредных веществ и сырья, находящихся на строительных площадках, необходимо:

помещать хозяйственные и производственные сточные воды в емкости для обработки на самой производственной площадке или для транспортировки на специальные полигоны для последующей утилизации;

обеспечивать полную герметизацию систем сбора, хранения и транспортировки добываемого жидкого и газообразного сырья;

снабжать емкости и резервуары системой защиты в целях предотвращения попадания в них животных.

Для сохранения среды обитания животных необходимо ограничить количество подъездных дорог.

Требуется учитывать, что территория проведения работ является зоной стабильной природно-очаговой эпизоотии инфекционных заболеваний. Многие из обитающих здесь грызунов являются носителями опасных болезней (песчанки).

Следует предусмотреть мероприятия, ограничивающие контакты обслуживающего персонала с носителями переносчиков опасных заболеваний, обращая внимание на расположение особо крупных колоний этих животных.

Необходимо обратить особое внимание на снижение отрицательного воздействия на особо охраняемые виды животных, занесенных в Красную книгу РК. В частности пропагандировать среди обслуживающего персонала недопустимость отлова и уничтожения пресмыкающихся. Предотвратить фактор беспокойства для птиц в гнездовой период. Проводить разъяснительную работу о предотвращении разорения легкодоступных гнезд и необходимости охраны хищных птиц.

9. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЛАНДШАФТЫ И МЕРЫ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, МИНИМИЗАЦИИ, СМЯГЧЕНИЮ НЕГАТИВНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, ВОССТАНОВЛЕНИЮ ЛАНДШАФТОВ В СЛУЧАЯХ ИХ НАРУШЕНИЯ

Для ослабления воздействия Проекта, максимально будут использоваться существующие дороги, чтобы снизить количество изымаемой земли. Кроме того, необходимо использовать лучшую практику по обработке почвы включая следующее:

- ограничение зачистки верхнего слоя почвы под опоры турбин, платформ и новых подъездных участков дороги;
- разрушение склонов и ближайших источников воды сведется к минимуму;
- будут приняты меры для предотвращения коррозии; зачищенная земля повторно будет засажена местной растительностью;
- верхний слой почвы будет сниматься и отдельно храниться, и повторно использоваться на поврежденных территориях после завершения стадии строительства;
- после окончания строительства сохраненная почва и верхний слой почвы будет использоваться для обратной засыпки и озеленения на участке строительства и незанятые области будут восстановлены до начальных условий;
- излишек почвы будет перевезен и оставлен на хранение на участках, обозначенных местными органами управления для дальнейшего повторного использования.

Меры против разливов горюче-смазочных материалов будут включать в себя:

- ограничение заправки оборудования и транспортных средств на специально отведенных герметичных стоянках с твердым покрытием, используя меры по контролю и локализации разливов;
- в ночное время автотранспорт и строительная техника будет припаркована на асфальтированных поверхностях с регулировкой ливневых стоков, насколько это возможно;
- любые разливы нефтепродукты или топливо будут немедленно убраны, и загрязненный участок будет очищен и восстановлен;
- внедрение процедур по устранению аварийных ситуаций / разлива, по хранению и использованию топлива, строительных материалов и отходов.

С целью охраны растительного мира ведение работ за границами земельного отвода не допускается. Для смягчения воздействия ВЭС на представителей флоры и фауны предлагаются общепринятые меры:

- проведение мониторинга в процессе строительства и последующей эксплуатации за уязвимыми представителями флоры и фауны, а также чувствительных мест обитания;
- проведение систематического исследования для проверки предполагаемого использования территории ветроэлектростанции птицами (для гнездящихся видов, мигрирующих видов) и летучими мышами;
- использование или покраска лопастей ветрогенераторов в черный цвет;
- Ограждение площадок строительства объектов ВЭС и траншей и канав изгородью в целях предотвращения проникновения животных;
- хранение отходов в местах, недоступных для животных;
- соблюдение допустимого уровня шумовой нагрузки от строительной техники и производственных линий для снижения уровня беспокойства животных на близлежащей территории.

Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения и истощения при строительстве заключаются в следующем:

- регулярный осмотр и проверка целостности всей топливной системы техники перед началом работы на площадке строительства;
- проверка герметичности топливных баков;
- осуществлять заправку, отстой и обслуживание автомобилей и строительной техники

только на специально отведенных для этого площадках;

- исключение подтеков топлива и выбрасывания на грунт бракованных и обтирочных материалов;

- накопление образующихся отходов в металлическом контейнере и их своевременное удаление;

- в период строительства организовать отведение поверхностных вод со стройплощадки и водоотлив из котлована;

- организация проездов с твердым покрытием.

Мероприятия по снижению шума в период строительства предусматривают:

- выбор марок технологического оборудования с учетом требования допустимого уровня звукового давления;

- запрет проведения работ в вечерние и ночные часы (с 23.00 до 7.00);

- использование звукоизолирующих кожухов, закрывающих шумные узлы и агрегаты строительных машин и оборудования.

На период эксплуатации предлагаются следующие мероприятия:

- замедление скорости вращения ротора турбин, находящихся близко к жилым объектам;

- посадка деревьев и кустарников перед зданиями, на которые это влияет;

- установка звуконепроницаемых окон в жилых домах, на которых это влияет.

10. ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЙ НА СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКУЮ СРЕДУ

Анализ экологических последствий развития различных производственных объектов позволил выявить потенциально возможные экологические проблемы, возникающие при взаимодействии техногенных объектов и окружающей среды и ранжировать основные факторы техногенного воздействия по степени их влияния на природную обстановку.

Основными потенциальными факторами воздействия на природную среду могут являться:

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу;
- сбросы сточных вод на рельеф;
- загрязнение экосистем технологическими жидкостями;
- механические нарушения почв;
- изменение гидрологического и гидрогеологического режима территории;
- изменение геодинамической обстановки в пластах;
- шумовое загрязнение окружающей среды;
- антропогенный фактор воздействия на фаунистические комплексы.

В данном проекте оценка факторов техногенного преобразования природной среды при реализации проектных решений отражает количественные и качественные уровни воздействия и основывается на комплексном подходе, предполагающем определение нагрузок на все компоненты экосистем с учётом эффектов суммации, аккумуляции и последующих цепных реакций, поскольку оценка воздействий на отдельные компоненты, даже являющиеся ведущим фактором природного хода сукцессии, не позволяет обнаружить полный объём эффектов взаимодействия.

Воздействие определяется степенью измененности отдельных природных компонентов или их структуры в целом. При этом она может проявляться либо в виде его техногенных модификаций, либо в виде коренной перестройки основных структур всего комплекса.

Техногенная модификация природного территориального комплекса при реализации проектных решений является следствием соответствующего режима воздействия, при этом, отчасти, природное саморегулирование заменяется техническим.

Все многообразие причин, которое может привести к загрязнению природной среды, можно с достаточной степенью условности свести в три основные группы:

- несовершенство технологии строительства;
- несоблюдение технологических регламентов;
- ненадежность оборудования, конструкций и элементов обустройства площадок.

Поэтому, помимо экологической обоснованности технических решений учитывались природные динамические тенденции и потенциальные возможности самовосстановления природных экосистем.

Основной целью комплексной оценки является выделение территорий, объединенных комплексом проблемных ситуаций, возникающих в результате хозяйственной деятельности и требующих осуществления специфического набора природоохранных мероприятий.

Выделяемые территории (зоны воздействия) объединены в соответствии с интенсивностью техногенного воздействия на окружающую среду, а именно:

- атмосферный воздух;
- почвы, земли;
- растительность;
- животный мир;
- водные ресурсы;
- геологическую среду.

В данном проекте под зоной воздействия подразумевается часть территории, где в результате хозяйственной или иной деятельности происходят изменения в окружающей природной среде.

Зона наиболее интенсивного воздействия – здесь возможно воздействие превышающее допустимые нормы. То есть может измениться свыше 70 % от исходного состояния природного комплекса (совокупность элементов живой и неживой природы, находящихся в определенной связи и отношениях между собой и образующих относительно устойчивое единство или целостность). Антропогенное воздействие гораздо сильнее природных факторов, влияющих на изменение экотопа.

В рельефе может происходить образование новых форм, изменяющих геохимические потоки, геохимические барьеры и пути миграции химических элементов. Нарушения почвенного покрова на уровне типов может превысить 70 % от общей площади природного комплекса. В почвогрунтах возможно изменение окислительно-восстановительных условий в результате вторичного засоления.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод возможно на уровне, подавляющим процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к угнетению биоты. Возможна общая деградация природного комплекса, приводящая к опустыниванию или образованию техногенного ландшафта.

После прекращения антропогенного воздействия восстановление данного вида природного комплекса без проведения обширных природоохранных мероприятий невозможно. Размер зоны наиболее интенсивного воздействия – менее 50 м.

Зона интенсивного воздействия – в этой зоне будет наблюдается значительное воздействие с существенным превышением допустимых норм, может изменяться до 50-70 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа идет под преобладающим воздействием антропогенных факторов воздействия.

В горных породах возможно изменение физико-химических свойств и механических свойств приводящее к преобразованиям структуры. В рельефе может происходить образование новых форм.

Целостность почвенного покрова на уровне типов сохраняется. В почвах возможно проявление вторичного засоления или изменение вторичных химических процессов.

На почвах с легким мехсоставом могут развиваться дефляционные процессы, которые могут распространяться на сопредельные территории. В почвах возможно замедление темпов накопления органического вещества, разрушение гуминовых и фульвокислот, уменьшение содержания азота.

В растительных сообществах возможно изменение структуры, выражающееся в смене доминантных видов. Морфофизиологические показатели свидетельствуют об угнетенном жизненном состоянии большинства видов. Проектное покрытие изреженное. При восстановлении растительности появляется лишь часть видов с широким ареалом распространения.

Возможно уменьшение видового разнообразия и численности представителей энтомофауны и педобионтов. Трофические связи укорачиваются, в фаунистическом комплексе будет происходить общее упрощение структуры.

Уровень экологической емкости превышен и при продолжающемся антропогенном воздействии наступит постадийная трансформация природного комплекса с образованием нового.

После прекращения антропогенного воздействия самостоятельный возврат на природно-обусловленный путь развития растянется на длительное время в результате нарушения естественного экологического равновесия, поэтому здесь необходимо применение комплекса рекультивационных и природоохранных мероприятий.

В зону интенсивного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 50 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

Зона умеренного воздействия - здесь будет наблюдаться воздействие приближающееся к верхнему пределу допустимого или несущественно превышает его. Изменения затронут до 20-50 % от исходного состояния природного комплекса.

Изменение экотопа происходит под воздействием природных и антропогенных процессов примерно в равных пропорциях.

Целостность почвенного покрова на уровне подтипов сохраняется, хотя возможно механическое нарушение в пределах почвенных разностей. В почвах возможно снижение темпов накопления гумуса и азота, ускорится минерализация гуминовых кислот. Возможно образование дефляционно опасных участков, и возрастание риска распространения дефляции на сопредельные территории.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне, оказывающем влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе и тем самым приводящее к структурным изменениям биоты и снижения численности особей на 15-30 % территории природного комплекса.

Биоценоотические изменения будут выражаться, главным образом в изменении структуры, состава и динамики фито- и зооценозов.

В растительных сообществах возможно увеличение доли сорнотравных видов и видов-индикаторов загрязнения и сбоя. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности могут достичь значений превышения типичного диапазона.

Локально уменьшится видовое разнообразие энтомофауны, а также обилие педобионтов, для которых создаются неблагоприятные условия.

Под влиянием антропогенного вытеснения может сократиться ареал распространения и численность основных групп наземных позвоночных. Одновременно может происходить заселение новых экологических ниш синантропными видами.

Общее накопление загрязнителей антропогенного происхождения, не свойственных для данного природно-территориального комплекса, в отдельных компонентах может приблизиться к верхнему пределу санитарно-токсикологических нормативов.

В зону умеренного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 500 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

Зона незначительного воздействия – в данной зоне воздействие будет фиксироваться на уровне гораздо ниже допустимых норм. Изменениям подвергнется до 20 % исходного природного комплекса.

Изменение экотопа (атмосфера, вода, почва, горная порода) будет происходить под воздействием преимущественно природных процессов. Изменением почвенного покрова затронуто до 10-15 % от территории природного комплекса. Морфоструктурных изменений горных пород и образования новых форм рельефа не наблюдается.

Нарушение верхней части почвенного профиля может привести к ухудшению среды произрастания растений и обитания педобионтов, восстановление исходных свойств почв возможно, но в ее морфологическом строении сохраняются некоторые не характерные для данной почвы черты. Целостность почвенного покрова на уровне подтипов и видов сохраняется.

Изменение химического состава поверхностных и грунтовых вод будет происходить на уровне не оказывающим существенного влияния на процессы ассимиляции и диссимиляции в биоценозе.

Биоценоотические изменения будут происходить преимущественно под воздействием природных процессов. Под влиянием антропогенного фактора изменения структуры, состава и динамики растительных сообществ будут незначительные. Изменение проективного покрытия и биопродуктивности незначительно превысят типичный диапазон.

После уменьшения или прекращения антропогенного воздействия возможно постепенное возвращение (3-6 лет) на природно-обусловленный путь развития, то есть

экологическая емкость природного комплекса не будет превышена и естественное экологическое равновесие не нарушено.

В зону незначительного воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 400 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

Зона слабого воздействия – антропогенное воздействие будет на уровне порога чувствительности современных инструментальных средств контроля.

Экотопические и биоценотические изменения будут обусловлены в основном природными процессами. Накопление антропогенных загрязнителей возможно в скрытом виде без видимых проявлений.

В зону слабого воздействия попадают территории, расположенные в радиусе 1000 м от площадки бурения и сопутствующих объектов.

11. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РИСКА РЕАЛИЗАЦИИ НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В РЕГИОНЕ

Учитывая потенциальную промышленную и экологическую опасность технологических процессов поиска и разведки углеводородного сырья, существует определенная вероятность возникновения нештатных и аварийных ситуаций, прямо или косвенно влияющих на окружающую среду.

Строительство скважины в пределах проводится в ландшафтно-климатической зоне, для которой характерна низкая способность самовосстановления окружающей среды. Даже незначительное антропогенное воздействие на окружающую среду может привести к ощутимым экологическим изменениям, как за счет прямого уничтожения отдельных ее компонентов, так и за счет процессов, провоцирующих необратимые негативные изменения исторически сложившейся экологической ситуации.

Строгое соблюдение природоохранных мероприятий, предусмотренных техническим проектом проведения буровых работ, позволяет максимально снизить негативные последствия для окружающей среды, связанные с реализацией намечаемой хозяйственной деятельности.

Однако, как показывает практика проведения аналогичных работ, наиболее значимые последствия для окружающей среды могут иметь последствия различных аварийных ситуаций, предусмотреть которые в процессе реализации работ крайне сложно.

Добыча нефти и газа, в соответствии с принятой в Республике Казахстан нормой, относятся к экологически опасным видам хозяйственной деятельности, сопряженными с высоким риском для населения и персонала в результате возникновения аварийных ситуаций.

В комплексе работ по бурению планируемых скважин необходимо учитывать возможность возникновения различного рода аварийных ситуаций и предусматривать мероприятия по снижению вероятности аварийных ситуаций и катастроф и их последствий.

При проведении 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, негативно отражается на состоянии окружающей среды. Поэтому знание причин аварий, мероприятий по их предупреждению, быстрая ликвидация возникших осложнений приобретают большое практическое значение.

Методика оценки степени экологического риска аварийных ситуаций

Воздействие на окружающую среду при штатном режиме деятельности производственного объекта резко отличается от воздействий в результате возникновения аварийных ситуаций.

Оценка воздействия на окружающую среду аварийных ситуаций несколько усложняется по сравнению с оценкой воздействия в штатном режиме, за счет введения дополнительной стадии по оценке воздействия. Это оценка вероятности возникновения чрезвычайного события.

Основными этапами оценки воздействия чрезвычайных ситуаций являются:

выявление потенциально опасных событий, могущих повлечь за собой значимые последствия для окружающей среды;

оценка риска возникновения таких событий;

оценка воздействия на окружающую среду возможных чрезвычайных событий;

разработка мероприятий по минимизации возможности возникновения опасных событий и минимизации их последствий.

Оценка уровня экологического риска для каждого сценария аварии определяется исходя из приведенной матрицы (табл. 11-1). На данной матрице по горизонтали показана вероятность (частота возникновения) аварийной ситуации, а по вертикали – интенсивность воздействия на компонент окружающей среды.

Аварии, для которых характерна частота возникновения первой и второй градации, маловероятны в течение срока реализации проекта. Аварии, характеризующиеся средней и высокой вероятностью, возможны в течение срока реализации проекта. Аварии с очень высокой вероятностью случаются в среднем чаще, чем раз в год.

По вертикали, как уже сказано, в матрице показана степень изменения компонентов окружающей среды. Характеристика степеней изменения приведена в табл. 11-2.

Таблица 11-1

Матрица оценки уровня экологического риска

Уровень тяжести воздействия на компоненты окружающей среды, градация баллов*	Вероятность возникновения аварийной ситуации Р, случаев в год				
	$P < 10^{-4}$	$10^{-4} \leq P < 10^{-3}$	$10^{-3} \leq P < 10^{-1}$	$10^{-1} \leq P < 1$	$P \geq 1$
	Практически невероятные аварии	Редкие аварии	Вероятные аварии	Возможные неполадки	Частые неполадки
	Могут происходить, хотя не встречались в отрасли	Редко происходили в отрасли	Происходили	Происходят несколько раз в году	Могут происходить несколько раз в год на объекте
1	Терпимый (Низкий) риск				
2-8					
9-27					
28-64		Средний риск		Неприемлемый (Высокий) риск	
65-125					

* Уровень тяжести воздействия определяется в соответствии с методом оценки воздействия на окружающую среду для каждого из компонентов (оценка выполняется для каждого из видов возможных аварийной ситуации)

Таблица 11-2

Характеристика степеней изменений компонентов окружающей среды

Критерий	Характеристика изменений	Уровень изменения (тяжести воздействия)	Баллы интегральной оценки воздействия
Компонент окружающей среды	Проявляются устойчивые структурные и функциональные перестройки. Восстановление займет более 10-ти лет.	5	65-125
	Изменения среды значительно выходят за рамки естественных изменений. Восстановление может занять до 10-ти лет.	4	28-64
	Изменения в среде превышает цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.	3	9-27
	Изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Популяция и сообщества возвращаются к нормальным уровням на следующий год после происшествия	2	2-8
	Негативные изменения в физической среде мало заметны (не различимы на фоне природной изменчивости) или отсутствуют.	1	1
	Изменений в компоненте окружающей среды не обнаружено.	0	0

Уровень **экологического риска** (высокий, средний и низкий) для каждого сценария определяется ячейкой на пересечении соответствующего ряда матрицы со столбцом установленной частоты возникновения аварии.

Результирующий уровень экологического риска для каждого сценария аварий определяется следующим образом:

Низкий – приемлемый риск/воздействие;

Средний – риск/воздействие приемлем, если соответствующим образом управляем;

Высокий – риск/воздействие неприемлем.

Обзор возможных аварийных ситуаций

Аварийные ситуации по категории сложности и, соответственно, по объему ликвидационных мероприятий делятся на 3 группы:

первая – характеризуется только признаками нарушения технологических параметров эксплуатации оборудования, связанного с возможным загрязнением природных сред (например, переход промыслового объекта в нестабильное, неустойчивое состояние);

вторая – объединяет аварии, которые происходят на ограниченном участке и не создают за пределами промысла концентрации вредных веществ, превышающих ПДК;

третья – неуправляемые аварийные ситуации, способные создать концентрации загрязнителей, существенно превышающие значения ПДК на значительном расстоянии от мест аварии.

С учетом вероятности возникновения аварийных ситуаций, одним из эффективных методов минимизации ущерба от потенциальных аварий различных групп является готовность к ним: разработка сценариев возможного развития событий при аварии и сценариев реагирования на них. Наиболее вероятными аварийными ситуациями, могущими возникнуть при строительстве опережающих добывающих скважин и существенным образом повлиять на сложившуюся экологическую ситуацию, являются:

аварийные ситуации при бурении скважин;

неуправляемые газонефтеводопроявления (ГНВП) при проходке скважин;

разлив бурового раствора;

аварии на временных хранилищах ГСМ;

аварии с автотранспортной техникой;

степные пожары;

сейсмопроявления.

Все многообразие возможных аварийных ситуаций приведенным выше перечнем, конечно, не ограничивается, однако их влияние на загрязнение природной среды или на оказание на нее других негативных воздействий не значительно. Все аварии, возникновение которых возможно в процессе проведения буровых работ, не ведущие к значительным неблагоприятным изменениям окружающей среды, отнесены нами к разряду технических проблем и из рассмотрения в данном разделе исключены.

Аварийные ситуации при бурении скважины

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

Авария с буровой колонной: слом буровой трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;

Оставление шарошек на забое;

Падение посторонних предметов в скважину;

При аварийных ситуациях могут возникнуть следующие осложнения процесса бурения:

поглощение промывочной жидкости и тампонажного раствора;

нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин;

нефтегазопроявления;

самопроизвольное искривление оси скважин.

Перечисленные воздействия могут привести как к прямому, так и косвенному воздействию на окружающую среду. Первый вид осложнений может стать причиной загрязнения подземных вод, нарушение устойчивости пород приводит к увеличению непредусмотренного объема отходов бурения. Самопроизвольное искривление оси скважин оказывает лишь косвенное воздействие на окружающую среду, увеличивая длительность воздействия.

Наиболее распространенным осложнением при бурении скважин является поглощение промывочной жидкости, которое встречается при бурении как под кондуктор, так и под эксплуатационную колонну. Интенсивность поглощения изменяется от частичного до катастрофического. Частичное поглощение ликвидируется в основном намывом наполнителей в зону поглощения, закачкой глинистых и глинисто-цементных тампонов, а также установкой цементных мостов.

Разлив бурового раствора

Аварийные разливы бурового раствора на стадии бурения планируемых скважин потенциально менее опасны, чем неуправляемые ГНВП, поскольку они характеризуются небольшими объемами хранимых веществ, не превышающими нескольких десятков тонн.

Из разливов технических жидкостей гипотетически возможен лишь разлив противовыбросового запаса бурового раствора, в случае аварийного нарушения целостности ёмкости для его хранения. Объём такого запаса обычно составляет около 20 % от находящегося в работе. Большая часть вытекшего раствора останется в пределах обваловки буровой площадки, т. к. по сравнению с нефтепродуктами раствору присуща невысокая текучесть.

Аварии на временных хранилищах ГСМ

Аварии на временных хранилищах нефтепродуктов являются следствием, как природных катастрофических ситуаций, так и причин антропогенного характера.

Вероятность разрушения резервуара формируется за счет действия различных факторов:

- механические и коррозионные повреждения;
- дефекты конструкции и монтажа;
- пожар в хранилище ГСМ и нефтепродуктов;
- землетрясение, активизация просадочных процессов и другие стихийные бедствия.

Частота распределения случаев аварий и отказов резервуарных конструкций по виду основных физических причин по статистическим данным представлена в табл. 11=4.

Таблица 11-4

Основные причины аварий в резервуарных парках

№ п/п	Причины аварий	Число аварий, %
1	Хрупкое разрушение	63,1
2	Взрыв и пожар	12,3
3	Непроектный вакуум	7,7
4	Коррозионный износ	3,1
5	Ураганный ветер	1,5
6	Неравномерная осадка основания	1,5
7	Прочие	10,8

Причины возникновения пожаров на временных хранилищах ГСМ и нефтепродуктов обусловлены, как правило, образованием взрывоопасных концентраций паров нефтепродуктов в самом резервуаре или на площадке обвалования и активизацией источника воспламенения (инициирования) взрывоопасной смеси.

Согласно статистике, основными факторами воспламенения паров нефтепродуктов являются ремонтные работы и другие источники, приводящие к образованию искр или открытого пламени. Источники инициирования взрывоопасных смесей на объектах хранения нефтепродуктов приведены в табл. 11-5.

Таблица 11-5

Источники инициирования взрывоопасных смесей в хранилищах нефтепродуктов

№ п/п	Источники	Распределение, %
1	Источники зажигания при подготовке и проведении ремонтных работ на резервуарах	23,5
2	Атмосферное электричество	9,2
3	Статическое электричество	9,7
4	Неисправность электрооборудования	11,7
5	Другие источники	45,9

Развитие аварийных ситуаций на временных хранилищах ГСМ может происходить по одному из 3 наиболее вероятных сценариев:

Разлив ГСМ в результате разрушения резервуара без воспламенения. Представляет наименьшую опасность для природной среды и персонала, если нефтепродукты не растекаются за пределы обвалования. При разливе ГСМ возможно загрязнение основных компонентов окружающей среды в небольших масштабах;

Пожар на временных хранилищах ГСМ. Возрастает угроза жизни персонала от токсичности продуктов горения, а также термического воздействия пожара. Опасность загрязнения природной среды связана, в основном, с загрязнением атмосферы продуктами горения. При разливе ГСМ во время пожара опасность загрязнения окружающей среды и угроза персоналу увеличивается;

Взрыв паров нефтепродуктов на временных хранилищах ГСМ, сопровождающийся горением ГСМ. Воздействие на окружающую среду и персонал имеет форму ударного воздействия, возникшего в результате взрыва.

Масштабы аварий с хранилищами ГСМ носят обычно локальный характер, хотя интенсивность воздействия на отдельные компоненты окружающей среды может быть очень высокой.

По последствиям для окружающей среды аварии на временных хранилищах ГСМ ведут к загрязнению нефтепродуктами поверхностных и подземных вод и почвенного покрова. Наличие на промплощадке планируемых скважин оперативного запаса нефтепродуктов и емкостей сбора добытой нефти требует особого внимания к возможным аварийным утечкам их из резервуаров временных хранилищ, строгого выполнения принятых в отрасли правил техники безопасности. Масштабы воздействия при этом виде аварий, как правило, не выходят за пределы территории промплощадки скважины.

Аварии с автотранспортной техникой

Из возможных аварийных ситуаций, связанных с применением автотранспортных средств, наиболее существенное значение для окружающей среды имеет загрязнение почв, поверхностных и подземных вод горюче-смазочными материалами. Их поступление в окружающую среду возможно вследствие нештатных утечек из топливных баков или в результате опрокидывания автотранспортной техники.

При возникновении аварийной ситуации значительные объемы топливных баков автотранспортных средств могут нанести определенный ущерб природной среде.

И хотя площадные и временные масштабы подобных загрязнений обычно не большие, ограничивающиеся первыми десятками или сотнями квадратных метров, интенсивность их довольно высока. Как показывают исследования, для полного разложения попавших на почву

нефтепродуктов и восстановления биоценозов в данных ландшафтно-климатических условиях требуется 12-15 лет, то есть в несколько раз больше, чем необходимо для восстановления почвенно-растительного покрова, нарушенного при безаварийном проведении работ.

Кроме прямого загрязнения почвенного покрова и уничтожения растительности, аварии автотранспортных средств с разливом топлива могут быть причиной загрязнения поверхностных и подземных вод. В целом, загрязнение поверхностных вод, в основном временных, ливневых и талых, в связи с их ограниченным развитием на площади участка маловероятно, а глубокое залегание подземных водоносных горизонтов не создает реальную угрозу попадания в них пролитого в результате аварий топлива.

Особую опасность представляет возгорание пролитого в результате аварийной ситуации топлива – в сухое время года при постоянных сильных ветрах, характерных для района, потушить пожар без применения специальной техники не представляется возможным. Неконтролируемый пожар ведет не только к массовой гибели большинства насекомых и грызунов, обитающих на выгоревшей площади, но и к полному уничтожению среды их обитания. Пожар менее опасен для птиц и крупных млекопитающих, обладающих значительной мобильностью. Однако, если он совпадает со временем отела сайгаков, гнездования или выведения птенцов, гибель неокрепшего потомства неизбежна.

И хотя растительные сообщества восстанавливаются достаточно быстро, особенно в экосистемах с преобладанием однолетних растений, для местной фауны последствия пожара являются подлинной экологической катастрофой.

Степные пожары

В сухое время года, в результате неосторожного обращения персонала с огнем или вследствие технических аварий на площади проведения работ возможно возникновение пожаров.

Высокая сухость воздуха и сильный ветер, характерные для территории, попытку тушения такого пожара без применения специальной техники делают практически безуспешной.

Катастрофические последствия степного пожара для местных экосистем не требуют комментариев, кроме того, в случае возникновения пожара возможен и материальный урон для работающей на участках техники.

Как показывает анализ подобных происшествий, причиной подавляющего количества возникновения степных пожаров является неосторожное обращение персонала с огнем и нарушение правил техники безопасности.

Действенным средством борьбы с возникновением степных пожаров является обучение персонала безопасным методам ведения работ и строгий контроль за выполнением противопожарных мероприятий.

Причины возникновения аварийных ситуаций

Основные причины возникновения аварийных ситуаций можно классифицировать по следующим категориям:

технологические отказы, обусловленные нарушением норм технологического режима производства или отдельных технологических процессов;

механические отказы, вызванные частичным или полным разрушением или износом технологического оборудования или его деталей;

организационно-технические отказы, обусловленные прекращением подачи сырья, электроэнергии, ошибками персонала и т. д.;

чрезвычайные события, обусловленные пожарами, взрывами, в том числе, на соседних объектах;

стихийные, вызванные стихийными природными бедствиями – землетрясения, сильные ветры (ураганы) и т.д.

Оценка риска аварийных ситуаций

В силу специфики производства разведка и добыча углеводородного сырья является потенциально опасным видом хозяйственной деятельности. Это обуславливает необходимость экологического страхования инициатором хозяйственной деятельности возможных рисков и негативных последствий бурения для населения и окружающей среды.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями. Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта – агрессивности среды, коррозионной активности перекачиваемого продукта, применения ингибиторов, электрохимзащиты и т.д.

Однако, как показывает опыт разведки и эксплуатации газовых и нефтегазовых месторождений, частота возникновения аварийных ситуаций подчиняется общим закономерностям, вероятность реализации которых может быть выражена по аналогии с произошедшими событиями в системе экспертных оценок.

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций при бурении опережающих скважин в системе оценок «практически невероятные аварии – редкие аварии – вероятные аварии – возможные неполадки – частые неполадки» с учетом наиболее опасных в экологическом отношении звеньев технологической цепи приведен в табл. 11-6.

Таблица 11-6

Вероятность и последствия возможных аварийных ситуаций при осуществлении проекта бурения

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Вероятность возникновения	Последствия	Комментарии
1	2	3	4	5
1.	Аварии при строительстве скважин, включая разлив бурового раствора	Частые неполадки (P = 1,55)	Воздействие на геологическую среду, возможность загрязнения подземных вод	Техническим Проектом предусмотрено соблюдение регламента бурения и наличие на промплощадке скважины специального оборудования для ликвидации такого вида аварий
	Межпластовые перетоки жидкостей по затрубному пространству	Возможные неполадки	Загрязнение пластовыми водами водоносных горизонтов	Качественная цементация технической и эксплуатационной колонн, соблюдение проектных решений и контроль за извлекаемым флюидом сводят вероятность перетоков к минимуму.
2.	Неуправляемые нефтегазо-проявления	Редкая авария (P = 15,5*10 ⁻⁴)	Загрязнение воздушного бассейна углеводородными газами	Техническим проектом предусмотрено обучение вахт и методы подавления таких проявлений
	Неуправляемые нефтегазо-проявления с возгоранием	Редкая авария	Загрязнение почвенно-растительного покрова загрязнение воздушного бассейна углеводородными газами и продуктами их сгорания. Значительный фактор беспокойства для животного мира	Обученный персонал, обеспеченный необходимым противопожарным оборудованием, обеспечит минимизацию вероятности возникновения осложнений.

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Вероятность возникновения	Последствия	Комментарии
1	2	3	4	5
3.	Авария на хранилище ГСМ с разливом Авария на хранилище ГСМ с возгоранием	Вероятная авария Редкая авария	Загрязнение почвенно-растительного покрова Возможность загрязнения подземных вод Загрязнение воздушного бассейна продуктами сгорания ГСМ.	Места хранилища ГСМ оборудованы обвалованием и ловушками со средствами откачки Соблюдение правил противопожарной безопасности
4.	Аварии с автотранспортной техникой, сопровождаемые разливом ГСМ	Вероятные аварии	Загрязнение почвенно-растительного покрова Возможность загрязнения подземных вод	Соблюдение водителями правил техники безопасности, сведение к минимуму поездок вне дорог, в темное время суток и при плохих погодных условиях
5.	Степные пожары	Вероятные аварии	Уничтожение растительности загрязнение воздушного бассейна. Значительный фактор беспокойства для животного мира, гибель некоторых фаунистических видов	Строгое соблюдение правил противопожарной безопасности, оснащение промплощадок средствами пожаротушения
6.	Сейсмопроявления	Практически невероятная авария	Разрушение емкостей с нефтепродуктами (конденсатом) и ГСМ. Загрязнение почвенно-растительного покрова Возможность загрязнения подземных вод.	Возможность землетрясений в районе крайне низкая

11.1. Мероприятия по предупреждению аварийных ситуаций и снижению экологического риска

Основными мерами предупреждения вышеперечисленных аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль.

Комплекс мероприятий по сведению к минимуму воздействия на природную среду охватывает все основные компоненты окружающей среды: воздушный бассейн, подземные воды, почвы, флору и фауну.

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам и средствам являются аварии, связанные с неуправляемыми ГНВП.

Технология ликвидации нефтегазопроявлений в различных горно-геологических условиях должна соответствовать рекомендуемым РД-0147009-544-87.

Меры по снижению риска возникновения аварийных ситуаций должны быть разработаны в проектной документации проекта строительства опережающих добывающих скважин.

Существует 3 основных направления мер по обеспечению экологической безопасности объектов добычи нефти и газа:

первое – принятие технически грамотных и экономически целесообразных проектных решений, которые учитывают особенности добываемой продукции и природные условия территории деятельности;

второе – качественное проведение строительно-монтажных работ;

третье – проведение природоохранных и противоаварийных мероприятий, включая:

диагностику состояния промысловых систем и исследования коррозионной активности добываемой и транспортируемой продукции;

своевременную отбраковку и замену коррозионно- и амортизационно-изношенного оборудования;

использование специальных реагентов, снижающих коррозионную активность среды (деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, реагенты предотвращающие парафино- и солеотложение);

контроль за соблюдением технологических параметров ведения процессов добычи и подготовки газа;

контроль за устойчивостью наземных сооружений, особенно надземной частью трубопроводных систем.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола (с ограниченной нагрузкой и пониженной проходкой при проработке).

Для предупреждения слома инструмента, не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний для чего надо уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т.

Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения.

Для предупреждения падения посторонних предметов предусмотреть использование устройства, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.

Ликвидация аварий, связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану, утвержденному главным инженером буровой организации и в присутствии аварийного мастера.

Для предупреждения осыпей и обвалов стенок скважины не допускается снижения удельного веса бурового раствора и изменения его параметров ниже проектных. Не оставлять ствол скважины без промывки на продолжительное время. Не допускать гидроразрыва пластов в процессе СПО и бурения (своевременно доливать скважину при подъеме инструмента, ограничивать скорость спуска инструмента и т.д.).

Наиболее сложными и трудоемкими по затратам и средствам являются аварии связанные с нефтегазопрооявлениями и поглощениями бурового раствора.

Для предупреждения нефтегазопрооявлениями и поглощениями бурового раствора буровые бригады, работающие на буровой, должны быть обучены соответствующим правилам ведения работ и проинструктированы. Бурильщики обязаны знать характер и глубину залегания горизонтов, способных поглощать промывочную жидкость или при вскрытии которых возможны газонефтеводопроявления.

Признаками проявлений являются и их обязаны знать все члены буровой бригады:

прямые – снижение плотности бурового раствора и разгазирование ее;

увеличение объема циркулирующей жидкости в приемных емкостях;

выделение газа из скважины;

перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении циркуляции;

увеличения газопоказаний на станциях газокаротажа;

косвенные – увеличение механической скорости бурения;

уменьшение давления гидравлических сопротивлений на стояке;

увеличение веса на крюке по показаниям ГИВ.

Основным средством, предупреждающим газопроявление в бурящейся скважине, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).

Плотность бурового раствора и отклонение от установленной величины определять согласно ЕТП РК. Плотность бурового раствора должна быть повышена, если поступление пластового флюида во время проявления приводит к увеличению уровня в приемных емкостях и появлению избыточного давления в бурильных трубах при закрытой скважине. Запас бурового раствора и параметры определяется пунктом 10,14 ЕТП РК.

Подъем инструмента во избежание проявления производить только после выравнивания показателей бурового раствора до установленной величины.

В технологический цикл углубления скважины включать мероприятия, предусматривающие предотвращение и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений с учетом конкретных геолого-технических условий.

При начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в башмак обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации.

Бурить с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции можно только по специальному плану, утвержденному главным инженером.

Появление в процессе бурения и промывок в буровом растворе газа, не приводящее к увеличению уровня в приемных емкостях, требует немедленного установления интенсивности его поступления.

Для этого углубление скважины прекратить и вести промывку в течение одного цикла циркуляции. Если при этом поступление газа прекратилось, то это означает, что газ поступает в раствор из выбуренной породы.

При поступлении газа из разбуренной породы повышать плотность бурового раствора не требуется.

Долив скважины при подъеме бурильной колонны необходимо производить периодически после подъема расчетного количества свечей.

При появлении признаков начавшегося проявления при подъеме труб необходимо остановить подъем. При отсутствии перелива сразу же приступить к спуску труб в башмак обсадной колонны.

Подъем и спуск бурильной колонны производить с такой скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового давления и меньше давления гидроразрыва пород.

Не следует проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. Промежуточные промывки во время спуска производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.

Длительные ремонтные или профилактические работы, не связанные с ремонтом устья скважины, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. Если ремонт устья скважины или противовыбросового оборудования продолжителен и нет возможности промыть скважину, то нужно устанавливать отсекающий цементный мост.

О замеченных признаках газонефтеводопроявлений необходимо немедленно поставить в известность инженерную службу.

После закрытия превентора и стабилизации давления необходимо принять меры по ликвидации проявления.

Безопасная эксплуатация временного хранилища ГСМ при проведении планируемого бурения может быть обеспечена следующими мероприятиями:

Наличием молниезащиты и устройств отвода статического электричества;

Наличием средств пожаротушения;

Оснащением приборами для измерения и сигнализации уровней.

Анализ мер по предупреждению и ликвидации аварий при бурении опережающих эксплуатационных скважин, принятых в Техническом проекте, позволяет говорить о том, что при их реализации вероятность возникновения аварий будет сведена к минимуму.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, принятые в ТОО «КоЖаН» полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан.

Основные принципы этой политики сводятся к следующему:

минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;

использование природосберегающих технологий;

сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;

полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ, если такие нарушения были неизбежны.

Таким образом, рекомендации по предотвращению аварийных ситуаций включают в себя следующие мероприятия:

строгое выполнение проектных решений при проведении работ на всех этапах. Обязательное соблюдение всех правил проведения работ;

периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;

регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;

своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей;

строгое следование Плану управления отходами, в том числе использование контейнеров для сбора отработанных масел;

все операции по заправке, хранению, транспортировке горюче-смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил техники безопасности;

своевременное проведение профилактического осмотра и ремонта оборудования и запитывающих линий;

обеспечение постоянного контроля на складах ГСМ.

Для минимизации последствий аварий для окружающей среды рекомендуется проработать сценарии развития событий при разных видах аварий с расчетом времени, интенсивности и объемов загрязнителей и других факторов воздействий, а также разработать подробный план реагирования на эти аварии, при котором информируется персонал, участвующий в ликвидации аварий, включая специалистов по охране окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Намечаемая хозяйственная деятельность представляет собой работы по строительству эксплуатационных скважин глубиной 2250 м (± 250 м) на месторождении Есжан (Кызылординская область Республики Казахстан).

Загрязнения воздушного бассейна будет осуществляться преимущественно в результате испытания скважины, значения которых оценивается как значительное, но не продолжительные.

Почвенный покров и растительность. Бурение скважины и связанные с ними работы будет, сопровождается незначительным нарушением земной поверхности. На этапе строительства будет происходить механическое воздействие на почвенно-растительный покров. Виды изменения характера земной поверхности, на данной стадии реализации проекта проявляются при следующих условиях: удалении верхнего слоя почвы, планировке земель, отсыпке грунта и т.д. При удалении и размещении промышленных отходов и выбросов загрязняющих веществ возможно химическое загрязнение почв. В результате действия этих процессов почвенно-растительный покров подвергается полному уничтожению в зоне активного действия – под строительство скважины и частичному уничтожению или повреждению в зоне временного отвода земель, используемых под размещение лагеря, материалов, техники и т.д. В этих участках уже со следующего вегетативного сезона будет, происходит постепенное восстановление растительного покрова. Возможное воздействие оценивается по категории – непосредственное, по масштабу – локальное и линейно-локальное.

Животный мир. Антропогенное воздействие на животный мир, в основном, будет иметь шумовое воздействие и фактор беспокойства. При этом, не будет оказано влияние на привычные места обитания (скопления) животных, так как интенсивной миграции животных последние годы не наблюдалось и дополнительного отвода земли не будет.

Социальная инфраструктура. Наиболее опасные загрязнения природной среды могут произойти в случае аварии на объекте и пожаре, во избежание которых в проекте предусмотрен комплекс мероприятий. Влияние оцениваемого проекта на данном этапе на социально-экономическое состояние положительное, в плане обеспечения рабочими местами. В перспективе, с увеличением объема работ и разработкой месторождения, будет дальнейшее развитие коммуникационной инфраструктуры района. Инвестиции в модификации объекта и увеличение грузооборота будут способствовать увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения.

Выводы:

Учитывая результаты оценки воздействия на окружающую среду, анализируя масштабы загрязнения (объем выбросов, сбросов, размещения отходов) и предусмотренные природоохранные мероприятия, заложенные в проекте, сделаны следующие выводы: По результатам оценки воздействия на окружающую среду при бурении и связанные с ним производство работ установлено, что под влиянием намечаемой деятельности состояние компонентов окружающей среды не претерпит необратимых изменений. В результате воздействия антропогенного фактора ландшафт местности не изменится, незначительно нарушится структура почвенного покрова и растительность. С точки зрения химического загрязнения, влияние объекта незначительно. Производство проектируемых работ планируется с использованием прогрессивных технологий и практик. Поэтому эти работы не будут способствовать дальнейшему ухудшению санитарно-гигиенических условий в районе.

Ввиду отдаленности объекта от населенных пунктов осуществление проекта не окажет значительного негативного влияния на условия жизни и здоровье населения.

Таким образом, проведенная оценка воздействия планируемых работ по оценочному бурению скважин на окружающую среду, позволяет сделать вывод, о том, что при правильном

ведений работ и при условии выполнения всего комплекса природоохранных мероприятий, заложенных в РООС, и проекте его воздействие будет минимальным и не распространиться за пределы санитарно-защитной зоны скважины. Безопасность проектируемого объекта обеспечивается техническими решениями и природоохранными мероприятиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2 января 2021 года № 400-VI З РК;
2. Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246;
3. Методические указания при проведении оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду», Приказ МООС РК от 29.10.2010г. № 270-п. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 года №100 -п.
4. Приложение №11 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008 года №100 -п. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов».
5. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996 год.
6. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов) РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2004.
7. Унифицированная программа расчета величин концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе, УПРЗА «ЭРА», версия 3.0.
8. Приложение №13 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18» 04 2008г. №100-п «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников».
9. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утверждены Министром национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.
10. Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 169.
11. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168.
12. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки.

1 - 1



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

01330P

Выдана	<u>Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"</u> Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, дом № 101а, -., БИН: 080340017277 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
на занятие	<u>Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды</u> (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Вид лицензии	<u>генеральная</u>
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Лицензиар	<u>Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» . Министерство энергетики Республики Казахстан.</u> (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)
Место выдачи	<u>г.Астана</u>

Берілген құжат "Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы" 2003 жылғы 7 қыркүйектегі Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01330P

Дата выдачи лицензии 18.01.2010 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база

(местонахождение)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КазНефтеПроект"

Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, дом № 101а, -.,
БИН: 080340017277

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» - Министерство энергетики Республики Казахстан.
(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к
лицензии

Дата выдачи приложения
к лицензии

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана

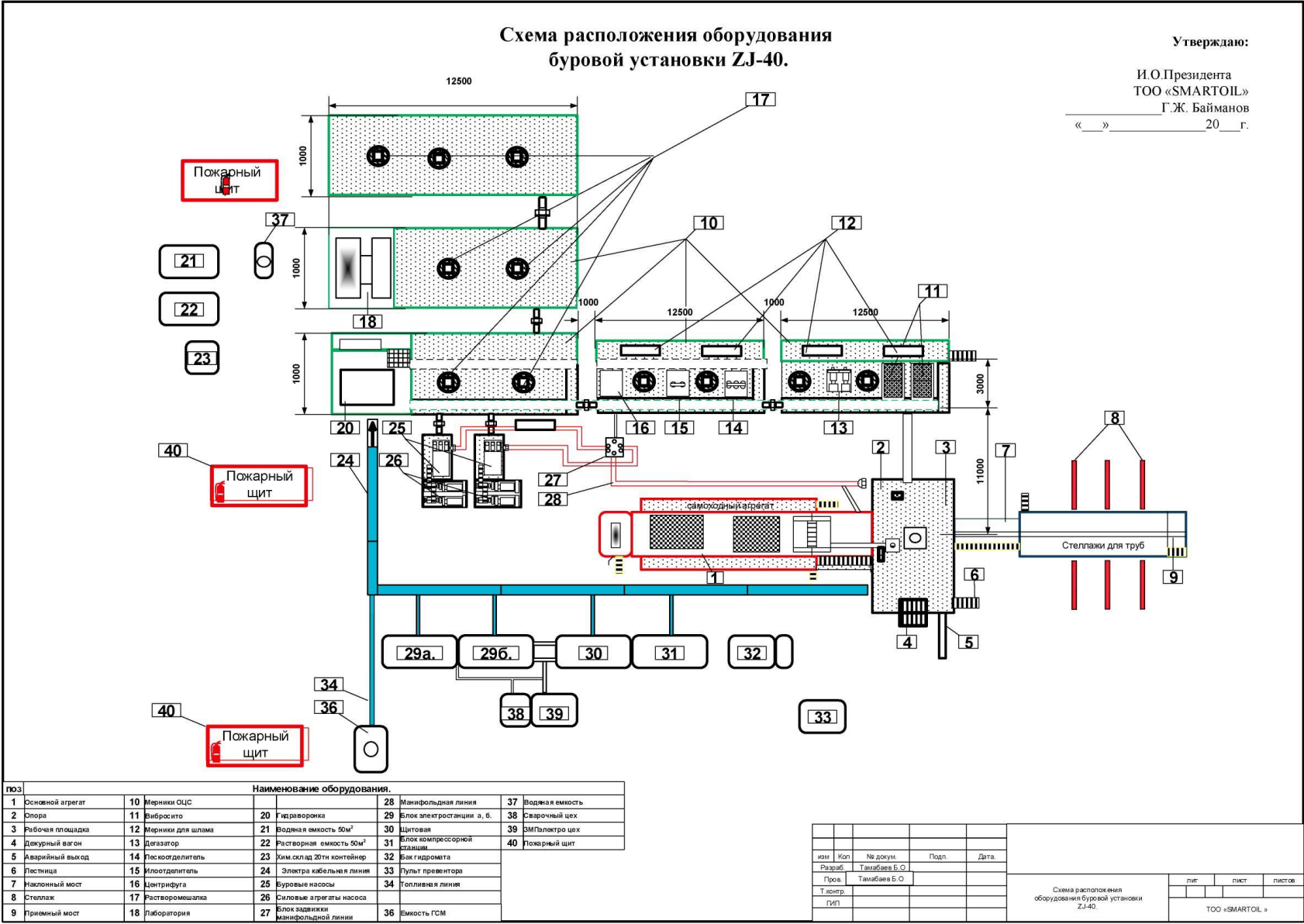


Схема обвязки устья скважины ПВО

