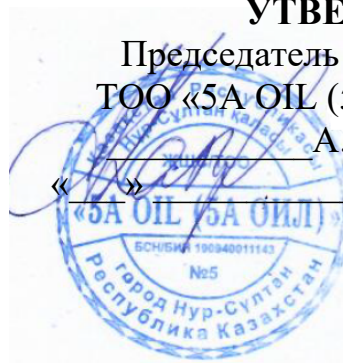


**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«TIMAL CONSULTING GROUP»**

Председатель правления
ТОО «5A OIL (5 А ОИЛ)»

А.К.Касенов

2021г.



к «Дополнению к проекту разведочных работ по оценке углеводородов
на контрактной территории, включающей блоки А и Е согласно
контракта №1117 от 04.03.2003г»

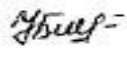
Эколог ТОО «Timal Consulting Group»
Гос. Лицензия №002497Р от 10.11.2020г



Бабашева М.Н.

АБЫТОВ А.Х.

Атырау 2021г.

Ф.И.О.	Должность	Подпись
Абытов А.Х.	Директор департамента экологии ТОО «Timal Consulting Group» гос. Лицензия №02497Р от 10.11.2020г	
Багиярова А.К.	Техник-эколог	
Бисаханова Н.Н.	Техник-эколог	

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

1.1 Целевое назначение работы

«Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е» выполнен согласно договору №S-PE-242-21 от 02.09.2021г, заключенного между ТОО «5А ОЙЛ (5А ОЙЛ)» и ТОО «Timal Consulting Group».

По административному делению контрактная территория, включающая блоки А и Е, расположена в Жылыойском, Макатском районах Атырауской области Республики Казахстан.

ТОО «5А ОЙЛ (5А ОЙЛ)» является недропользователем в соответствии с Контрактом №1117 от 04.03.2003г. на Разведку и Добычу углеводородного сырья на территориях Блока А: XXIV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), XXV-16 (частично), 17 (частично), 18 (частично), и Блока Е: XXV-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVI-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично), XXVII-13 (частично), 14 (частично), 15 (частично) в Атырауской области на основании решения Компетентного органа (протокол МЭ РК №16/4 от 14.06.2021г.).

Право недропользования по Контракту №1117 перешло к ТОО «5А ОЙЛ (5А ОЙЛ)» от ТОО «Манаш Петролеум» на основании Дополнения № 21 к Контракту (гос. регистр. №4853-УВС-МЭ от 25.09.2020г.)

Площадь геологического отвода составляет 10039,88 кв. км за вычетом площади месторождений и контрактных территорий других недропользователей, глубина геологического отвода – до фундамента.

За период 2003-2019 гг. ТОО «Манаш Петролеум» в пределах контрактной территории выполнил комплекс геолого-геофизических исследований, включающих сейсмосьемку 2Д в объеме 2159 км, 3Д - 5148 кв.км и бурение 88 поисково-разведочных и оценочных скважин.

По результатам геологоразведочных работ на контрактной территории было доразведано месторождение Восточный Макат (в пределах контрактной территории – участок Жана Макат) и были выявлены месторождения нефти и газа в надсолевых ловушках на локальных объектах Асанкеткен, Боркылдакты, Кызылжар Восточный I, Сагиз Западный, Байчунас Западный, Уйтас.

Месторождения Восточный Макат (участок Жана Макат), Асанкеткен, Боркылдакты, Кызылжар I Восточный, Сагиз Западный находятся в промышленной разработке; месторождения Байчунас Западный и Уйтас - в ожидании пробной эксплуатации.

По результатам интерпретации геолого-геофизических материалов в пределах контрактной территории в девонских отложениях подсолевого комплекса выявлено шесть нефтегазоперспективных объектов: Куржем, Куржем Восточный, Нур, Бейбит, Караозек, Мынтуп.

По результатам изучения исторического геолого-геофизического материала, завершено в 2014г., по структурам Жилая Коса, Жаршик, Доссор Юго-Восточный, Кызылжар II, Кызылкала, выявленных в 30-70-х годах прошлого века, и расположенных в пределах Блока Е, где по различным причинам были приостановлены дальнейшие геолого-разведочные работы, а также обследование ранее пробуренных и ликвидированных «советских» скважин на этих структурах, подтверждается наличие в их разрезе продуктивных на УВС отложений.

В 2016г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен «Проект оценочных работ на месторождении Доссор Юго-Восточный Атырауской области РК» ТОО «АктюбНИГРИ», утвержденный КГиН МИР РК (письмо №27-5-2054-и от 18.10.2016 г.) с объемом работ на 2017 г. Проектом планировалось проведение оценочных работ в 2 этапа: по I этапу предусматривалось бурение одной оценочной скважины (ДОСЮВ-1) в пределах южного крыла структуры, для решения задач II этапа, зависящего от результатов I этапа, предварительно было намечено бурение оценочной скважины ДОСЮВ -2 и проведение сейсморазведочных работ 3Д.

В 2016г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен «Проект оценочных работ на месторождении Жаршик Атырауской области РК», утвержденный КГиН МИР РК (письмо №27-5-2055-и от 18.10.2016 г.) с объемом работ на 2017 г.

В 2016г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен «Проект оценочных работ месторождения Кызылжар II Атырауской области Республики Казахстан», утвержденный КГиН МИР РК (письмо №27-5-2054-и от 18.10.2016 г.) с объемом работ на 2017 г. Проектом планировалось проведение оценочных работ в 2 этапа: по I этапу предусматривалось бурение одной оценочной скважины

(КЗП-1) в пределах южного крыла структуры, для решения задач II этапа, зависящего от результатов I этапа, предварительно было намечено бурение двух оценочных скважин КЗП-2 на северо-восточном и КЗП-3 на южном крыльях структуры, в том числе скважина КЗП-3 зависящая от результатов бурения скважины КЗП-1.

Работы по «Проекту оценочных работ...» не были проведены в связи с задержкой оформления Дополнения №18 к Контракту №1117 в части продления периода разведки для оценки и пробной эксплуатации.

В 2019г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов месторождения Доссор Юго-Восточный согласно Контракту № 1117 от 04.03.2003г.», согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (протокол ЦКРР РК №10/3 от 31.05.2019г.) с объемом работ с 01.09.2019 по 29.04.2021 г.г. Проектом планировалось проведение оценочных работ в 2 этапа: по I этапу предусматривалось бурение одной независимой оценочной скважины и ее испытание, в случае положительных результатов реализации I этапа выполнение работ по II этапу, которым предусматривалось бурение дополнительной зависимой оценочной скважины и проведение сейсморазведочных исследований 3Д.

В 2019г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов месторождения Жаршик согласно Контракту № 1117 от 04.03.2003г.», согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (протокол ЦКРР РК №10/1 от 31.05.2019г.) с объемом работ с 01.09.2019 по 29.04.2021 г.г. Проектом планировалось проведение оценочных работ в 2 этапа: по I этапу предусматривалось бурение одной независимой оценочной скважины и ее испытание, в случае положительных результатов реализации I этапа выполнение работ по II этапу, которым предусматривалось проведение сейсморазведочных исследований 3Д в объеме 50 км² и бурение пяти дополнительных зависимых оценочных скважин.

В 2019г. ТОО «АктюбНИГРИ» был составлен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов месторождения Кызылжар II согласно Контракту № 1117 от 04.03.2003г.», согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (протокол ЦКРР РК №10/2 от 31.05.2019г.) с объемом работ с 01.09.2019 по 29.04.2021 г.г. Проектом планировалось проведение оценочных работ в 2 этапа: по I этапу предусматривалось бурение одной независимой оценочной скважины и ее испытание, в случае положительных результатов реализации I этапа выполнение работ по II этапу, которым предусматривалось бурение двух дополнительных зависимых оценочных скважин.

Планируемые работы по «Проекту разведочных работ...» были заморожены, в связи с выполнением сопутствующих процедур, таких как передача права недропользования, а также из-за чрезвычайного положения, связанного с пандемией коронавирусной инфекции, многие буровые компании, не смогли провести перелокацию буровых установок.

В 2020г. ТОО «АктюбНИГРИ» был подготовлен «Проект разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е, согласно Контракта №1117 от 04.03.2003 г.», согласованный Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (протокол ЦКРР №11/13 от 18.02.2021г.), которым были предусмотрены следующие геологоразведочные работы:

- бурение по одной разведочной скважине на структурах Акатколь, Ракуша Южный на блоке Е и на структуре Карасай на блоке А;
- переобработка и переинтерпретация данных 3Д в объеме 2766 кв.км на блоке Е (площади Акатколь, Сагиз, Бек-Бике, Акатколь, Кузбак) и 2060 кв.км на площади блока А;
- работы по субатомной технологии на участках Акатколь и Кузбак (150 кв.км).

В 2021 году ТОО «АктюбНИГРИ» было составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов месторождения Доссор Юго-Восточный согласно Контракту №1117 от 04.03.2003г» (протокол ЦКРР 15/3 от 22.07.2021г.). Проектом было предусмотрено провести работы в два этапа: по I этапу- бурение 1-й независимой оценочной скважины (ДОСЮВ-1) с проектной глубиной-1750 м, с проектным горизонтом- Р1к в пределах южного крыла

структуры, по II этапу, бурение 2-ой зависимой оценочной скважины (ДОСЮВ-2) с проектной глубиной-1700 м, с проектным горизонтом- P1k и проведение сейсморазведочных работ 3Д в пределах предполагаемой структуры по триасовым отложениям в объеме 54,78 км2. Продолжительность проведения геологоразведочных работ была рассчитана на 3 года 2021-2023 гг.

В 2021 году ТОО «АктюбНИГРИ» было составлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов месторождения Жаршик согласно Контракту №1117 от 04.03.2003г» (протокол ЦКРР 15/4 от 22.07.2021г.). Проектом предусмотрено провести работы в два этапа: по I этапу: бурение 1-й независимой оценочной скважины (Ж-1) с проектной глубиной – 1000 м, с проектным горизонтом – отложения кунгурского яруса нижней перми, по II этапу, бурение 5-ти зависимых оценочных скважин с проектными глубинами – 1000-1350 м, с проектным горизонтом – отложения кунгурского яруса нижней перми, и проведение сейсморазведочных работ 3Д в объеме 50 км2. Продолжительность проведения геологоразведочных работ рассчитана на 3 года 2021-2023 гг.

В 2021 году ТОО «АктюбНИГРИ» было подготовлено «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов месторождения Кызылжар II согласно Контракту №1117 от 04.03.2003г» (протокол ЦКРР 15/6 от 22.07.2021г.). Проектом предусмотрено провести работы в два этапа: по I этапу: бурение 1-й независимой оценочной скважины (КЗП-1) с проектной глубиной – 1300 м, с проектным горизонтом – отложения кунгурского яруса, по II этапу: бурение 2 зависимых оценочных скважин с проектными глубинами – 1300м, с проектным горизонтом – кунгурский яруса. Продолжительность проведения геологоразведочных работ рассчитана на 3 года 2021-2023 гг.

По результатам рассмотрения данных дополнений ЦКРР РК, дополнения к проектам Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки было отказано в их согласовании.

В соответствии с последним действующим Дополнением №22 к контракту (рег.№4959-УВС от 02.09.2021 г), период разведки продлен до 02.09.2021г.

Согласно контрактным обязательствам недропользователь осуществил возврат части контрактной территории общей площадью 1161,554 кв. км: на территории Блока А площадью 1102,014 кв. км и на территории Блока Е площадью 59,54 кв. км (Дополнение №22 рег.№4959-УВС от 02.09.2021 г).

Для обеспечения планомерных геологоразведочных работ по изучению всей площади контрактной территории было составлено настоящее «Дополнение к проекту разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей блоки А и Е». Настоящим дополнением предусматривается следующий объем геологоразведочных работ, который включает в себя весь запланированный объем работ по «Проект разведочных работ А и Е» 2021 года, а также дополнительные разведочные работы по структурам Доссор Юго-Восточный, Жаршик Кызылжар II:

- бурение по одной независимой разведочной скважине на структурах Акатколь, Ракуша Южный на блоке Е и на структуре Карасай на блоке А;
- переобработка и переинтерпретация данных 3Д в объеме 2766 кв.км на блоке Е (площади Акатколь, Сагиз, Бек-Бике, Акатколь, Кузбак) и 2060 кв.км на площади блока А;
- работы по субатомной технологии на участках Акатколь и Кузбак (150 кв.км).
- бурение одной оценочной независимой и одной зависимой скважины на структуре Доссор Юго-Восточный;
- бурение одной оценочной независимой и 4-х зависимых скважин на структуре Жаршик;
- бурение 2-х оценочных независимых и одной зависимой скважины на структуре Кызылжар II.

Картограмма расположения участков недр: Блок А - в пределах блоков XXIV-16(частично), 17(частично), 18(частично); XXV-16(частично), 17(частично), 18(частично); Блок Е - в пределах блоков XXV-13(частично), 14, 15(частично); XXVI-13(частично), 14, 15(частично); XXVII-13(частично), 14 (частично), 15(частично)
Масштаб 1: 880 000

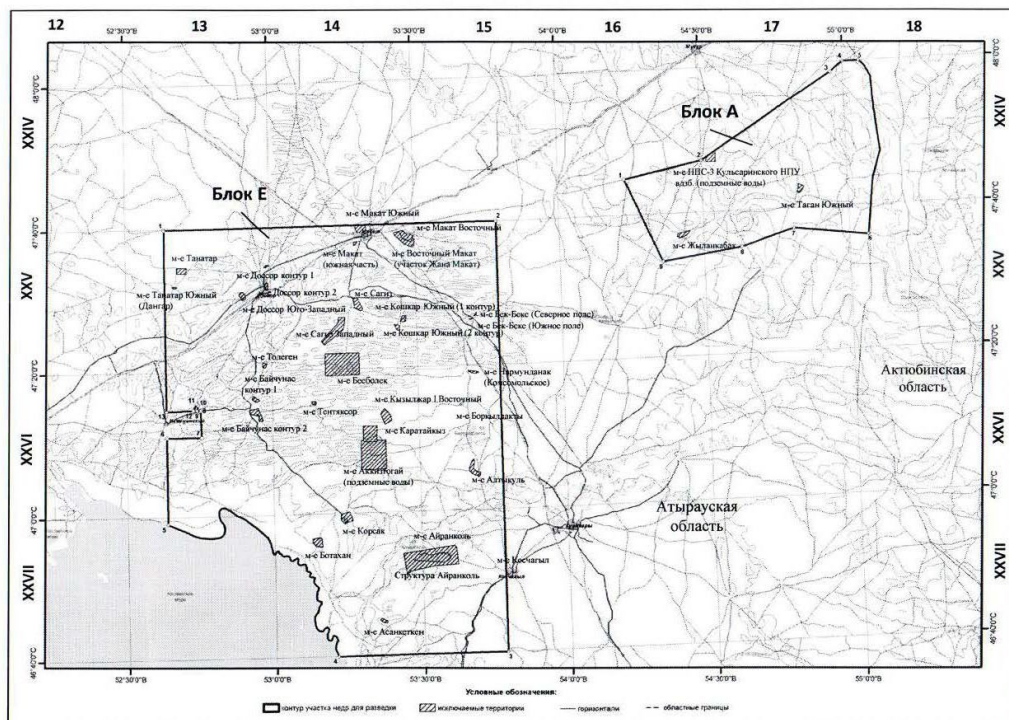


Рис. 2.1 - Картограмма геологического отвода (Дополнение №22 рег.№4959-УВС от 02.09.2021 г)

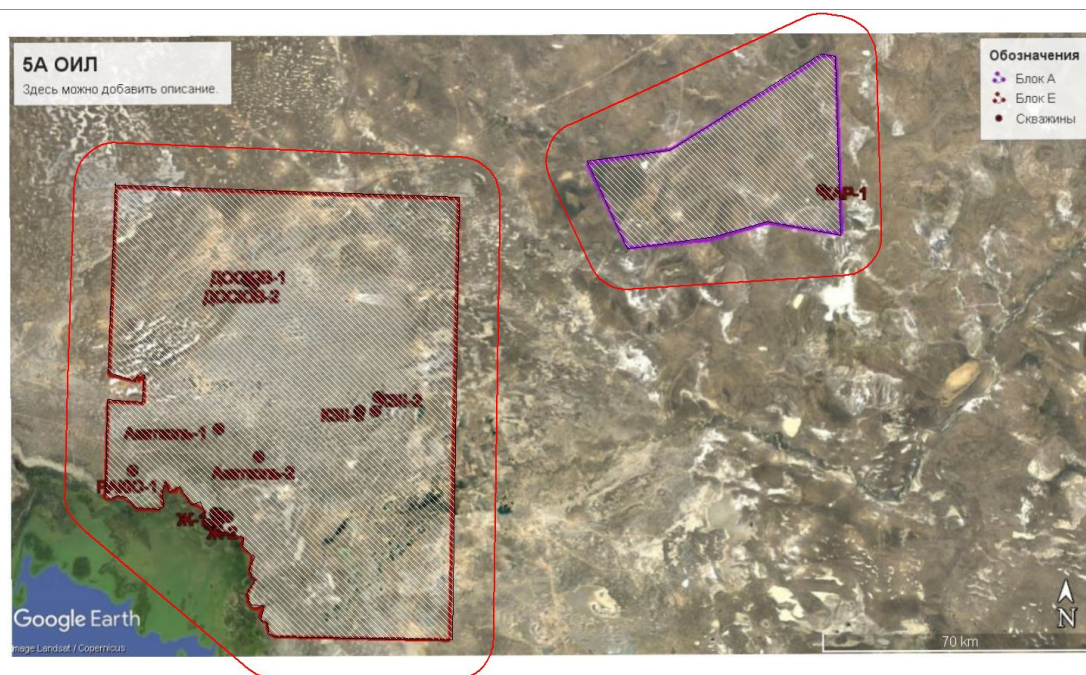


Рис. 2. – Карта схема расположения предприятия с указанием границ СЗЗ

Расстояние от проектируемых скважин до ближайших селитебных зон с указанием координат расположения

- 1) Доссор Юго-Восточный - п. Доссор - 6,5 км. 47°29'19.03"C 53° 4'3.28"B
- 2) Ахатколь - п. Доссор - 41 км. 47° 8'25.89"C 53° 1'46.86"B
- 3) Жаршик - п. Косшагыл - 54 км. 46°55'4.88"C 53° 5'10.03"B
- 4) Кызылжар II - с. Тургузба - 27 км. 47° 9'1.57"C 53°33'9.63"B
- 5) Карасай - с. Мукур - 45 км. 47°46'31.41"C 54°58'46.87"B
- 6) Ракуша - г. Атырау - 53 км. 47° 1'31.78"C 52°39'40.73"B

1.2 Общие сведения о контрактной территории**Таблица 1.2.1 - Общие сведения о контрактной территории**

№ № ПП	Наименование	Географо-экономические условия
1	2	3
1	Географическое положение района работ	Жылыойский, Макатский, районы Атырауской области
2	Место базирования НГРЭ	город Атырау
3	Сведения о рельефе местности, его особенностях, заболоченности, степени расчлененности, абсолютных отметках и сейсмичности района	слабо всхолмленная равнина с абсолютными отметками от минус 15 до минус 25 м.
4	Характеристика гидросети и источников питьевой и технической воды с указанием расстояния от них до объекта работ	Вода подвозится из п.Макат, Доссор. Блоки А и Е расположены за пределами водоохранных зон рек Жем, Сагиз, Уил и Каспийского моря установленных постановлением акимата Атырауской области от 26.04.2023 г. №153 «Об установлении водоохранных зон и полос рек Жем, Сагиз, Уил в пределах Атырауской области» и постановлением акимата Атырауской области от 12.04.2012г. №99 «Об установлении водоохранных зон и полос в Атырауской части Каспийского моря». Расстояние от крайней проектируемой скважины Ж-4 до Каспийского моря – 34км.
5	Количество скважин для водоснабжения и их глубины (при отсутствии поверхностных водоисточников)	
6	Среднегодовые, среднемесячные и экстремальные значения температур	-40°С-+44°С
7	Количество осадков	100 мм
8	Преобладающее направление ветров и их сила	Восточное, северо-восточное, до 20 м/с
9	Толщина снежного покрова и его распределение	5-40 см, неравномерно
10	Геокриологические условия	Мерзлые породы отсутствуют
11	Начало, конец и продолжительность отопительного сезона	Ноябрь-март
12	Растительный и животный мир, наличие заповедных территорий	сайгаки, волки, лисы, грызуны, пресмыкающиеся и насекомые. Заповедные территории отсутствуют.

13	Населенные пункты и расстояния до них	г.Атырау в 80 км на юго-запад
14	Состав населения	Казахи
15	Ведущие отрасли народного хозяйства	Нефтяное хозяйство, животноводство
16	Наличие материально-технических баз	В г.Атырау
17	Действующие и строящиеся газо- и нефтепроводы	Нефтегазопровод Средняя Азия-Центр
18	Источники: -теплоснабжения, -электроснабжения	автономные
19	Виды связи	Радио, спутниковая связь
20	Пути сообщения	Грунтовые дороги
21	Условия перевозки вахт	Автомобильный транспорт
22	Наличие аэродромов, железнодорожных станций, речных пристаней, морских портов; расстояние от них до мест базирования экспедиции и объектов работ	Г.Атырау – аэропорт, жд.станции Макат, Доссор

1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения

Контрактная территория ТОО «5А OIL (5А ОИЛ)» находится в Южно-Эмбинском нефтегазоносном районе, где геолого-геофизические исследования проводились с довоенных времен.

Наиболее активно сейсморазведочные работы МОГТ на исследуемой территории проводились в 1980-1990 гг. Гурьевской геофизической экспедицией на блоке «А» и в 1976-1997 гг. трестом «Эмбанефтегеофизика» - на блоке «Е».

В дальнейшем сейсморазведочные работы на этих территориях не проводились и возобновились лишь в 2005 году с приходом недропользователя ТОО «Самек».

В 2005-2007гг сейсморазведочные работы МОГТ-2Д на блоках «А» и «Е» контрактной территории ТОО «Самек Интернешнл» проведены с целью изучения строения юрско-меловых, пермотриасовых отложений в пределах солянокупольных структур и межкупольных зон, поисков различных типов ловушек нефти и газа.

При реализации поставленных задач были отработаны региональные профили для изучения глубинного строения блоков и обнаружения крупных структур, а также профили по детализации и уточнению ранее выявленных структур. Выполненная обработка данных 2Д и комплексная интерпретация грави- магнитной и сейсморазведочной информации определили необходимость проведения дополнительных 7 профилей 2Д в южной части блока «Е» протяженностью 336 пог. км, а также 70 пог. км на площади Макат, 342 пог. км на площади Кузбак и 240 пог. км на площади Доссор. Общий объем составил 2131 пог. км.

Результаты работ представлены структурными картами по III, V, VI и П₁ отражающим горизонтам в масштабе 1:100 000, схемой геолого-геофизической изученности в масштабе 1:200 000 и мигрированными временными разрезами.

В результате проведенных сейсмических исследований на блоках «А» и «Е» уточнено геологическое строение подсолевых и надсолевых отложений, разработаны рекомендации для проведения дальнейших разведочных работ.

По **подсолевому** комплексу - детальное исследование сейсморазведкой 2Д структур, выявленных в нижнепермско-девонских отложениях с целью изучения их геологического строения (объект в районе купола Боздак на блоке «А» и приподнятая зона в районе купола Айранколь на блоке «Е»).

По **надсолевому** комплексу:

- постановка сейсморазведки 3Д на крыльях соляных куполов и в межкупольных мульдах (Тогыскенушак, Таган Юж., Жыланкабак в пределах блока «А»), (Доссор, Карсак, Косчагыл, Жаршык, Ескене, Нармундана, Макат Вост, Кызылкудук, Асанкеткен в пределах блока «Е»);

- постановка сейсморазведки 2Д на структурах Карамурат (восточное крыло), Мырзажар (восточное крыло), Кызылколь, Жиланкабак Восточный, Тогыскенушак, Секир на блоке «А» с целью уточнения их строения по юрско-меловым отложениям.

- проведение детализационных сейсморазведочных работ 2Д/3Д на следующих структурах блока «Е»:

- Жаршык, Асанкеткен и Карсак (северо-западная часть) с целью оконтуривания подкарнизных ловушек;

- Ракуша (северное крыло), Алтыкулак (юго-западная часть), Косчагыл Ю-3, Ескене С-В, Кызылжар и Борпылдакты с целью уточнения их строения по юрско-меловому комплексу;

- В межкупольных зонах Сатыбалды-Бесболек, Сагиз-Макат, Нармунданак-Кошкар Юж.-Сагиз Вост. и на структуре Сагиз (северный склон) с целью выявления стратиграфических, литологических и подкарнизных залежей.

В 2006-2009 гг. на площадях Бек-Беке, Кузбак, Акатколь, Сагиз, расположенных в пределах блоков «Е» и «А», поведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, основной задачей которых являлось изучение строения подсолевых (вплоть до подошвы девона) отложений, дополнительные задачи – изучение юрско-меловых и пермо-триасовых отложений с целью поисков различных типов ловушек нефти и газа. Общая площадь сейсморазведочных работ на блоках «А» и «Е» составила 4717 км².

Результаты работ представлены структурными картами по III, V, VI и П₁ отражающим горизонтам в масштабе 1:100000 по блоку «А» и по площади Кузбак в масштабе 1:50000; по площадям Акатколь, Бек-Беке и Сагиз - структурными картами по С(П₂), D₃(П₂') и D₁₊₂(П_{2d}) отражающим горизонтам в масштабе 1:100000; по площади Кузбак - структурными картами по С(П₂), D₃(П₂') отражающим горизонтам в масштабе 1:50000, а также схемой геолого-геофизической изученности, временными и глубинными разрезами.

В результате проведенных сейсмических исследований на блоках «А» и «Е» уточнено геологическое строение подсолевых и надсолевых отложений, рекомендовано поисковое бурение на уточненных и вновь выявленных перспективных структурах.

В 2010-2011 гг. проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3Д на площадях Боркылдакты, Ескене Северный, Толеген Западный, Байчонас Западный, Доссор Северо-Западный, Ракуша Южная на блоке «Е» и Уйтас на блоке «А». Эти работы выполнены с целью детального изучения особенностей строения ранее выявленных структур, поисков различных типов ловушек нефти и газа в юрско-меловых и пермотриасовых отложениях для постановки поискового бурения.

В результате проведенных сейсмических исследований на этих площадях блоков «А» и «Е» уточнено геологическое строение надсолевых отложений, построены структурные карты в масштабе 1:25 000 по VI, V и III отражающим горизонтам по всем площадям; по T₂ отражающему горизонту - по площадям Боркылдакты и Ескене Северный; по T₅ отражающему горизонту - по площади Боркылдакты; по T и T₄ отражающим горизонтам - по площадям Толеген Западный, Байчонас Западный, Доссор Северо-Западный, Ракуша Южная, Ескене Северный.

В 2013 г. сейсморазведочные работы МОГТ 3Д проведены на площадях Сагиз Западный, Кызылжар I Восточный и Асанкеткен, расположенных на блоке «Е».

По результатам сейсморазведочных работ МОГТ-3Д уточнено геологическое строение соленосных, триасовых и юрско-меловых отложений в пределах участка работ, построены структурные карты, характеризующие строение надсолевого комплекса пород в масштабе 1: 25000.

Таблица 1.3.1 – Геофизическая изученность контрактной территории, включающей блоки А и Е

Годы	Сейсморазведка МОГТ			
	2Д пог.км		3Д кв.км	
	Блок А	Блок Е	Блок А	Блок Е
1	2	3	4	5

2005-2006	403	741		
2006		406		Акатколь - 380
2006-2007		Кузбак -342		
2007		Доссор -240		Сагиз - 210
2007-2008			2060	Кузбак - 1592
2008		Жаршик - 27		
2008-2009				Бек-Бике - 594
2010				Боркылдакты – 28,1
2011			Уйтас - 26,83	Ескене Сев – 35,97 Толеген Зап – 21 Байшонас Зап – 25,5 Доссор СЗ – 28,17 Ракуша Юж – 26,56
2012-2013				Сагиз Зап - 75
2013				Асанкеткен – 20 Кызылжар Івост – 25
Всего	406	1756	2086,83	3061,3
Итого по блокам А и Е	2159 пог.км		5148,13 кв.км	

1.3.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Территория Южной Эмбы характеризуется развитием мощного осадочного чехла. В его строении участвуют три комплекса осадков - подсолевой, соленосный и надсолевой.

Подсолевой комплекс залегает на глубинах 6-7 км, нижнепермско-каменноугольные отложения, сложены, преимущественно, терригенными породами. В районе расположения контрактной территории в 1993 году пробурена параметрическая скважина П-3 Гурьевский свод (Акатколь), которая вскрыла на забое (6455 м) визейские отложения. Породы в интервале 6332-6455 м по данным изучения керна, представлены аргиллитами с редкими прослоями туффитов и известняков микрозернистых типа мадстоуна, также встречены прослои песчаников среднезернистых грауваккового состава (А.П. Пронин, 2011г).

Выше по разрезу в этой скважине в интервале 6314-6332 м обнаружены серпуховские отложения толщиной 18 м, которые представлены известняком типа мадстоун в разной степени окремненными и доломитизированными с редкими спиклами губок, с прослоями витрокластических туфов. Башкирские отложения в скв. П-3 выделены в интервале 6300-6314 м, сложены доломитами и известняками микрозернистыми типа мадстоун с единичными радиоляриями.

Московские отложения имеют толщину 67 м и представлены серыми витрокластическими туфами окремненными; верхнекаменноугольные отложения толщиной 13 м сложены карбонатно-терригенными породами, ассельские - глинисто-битуминозно-кабонатными. Общая толщина пород равна 150 м, для них характерна повышенная радиоактивность, что четко выделяется на каротажной диаграмме в виде гамма-активной пачки.

Артинские породы толщиной 76 м в интервале 5994-6070 м сложены более плотными отложениями, чем нижележащие – известняками микрозернистыми, типа мадстоун, доломитизированными.

Недропользователями подсолевые отложения на контрактной территории не вскрыты, из нижнепермских отложений вскрыты лишь соленосные породы кунгурского яруса.

Ниже дано описание разрезов, вскрытых скважинами на контрактной территории, расчленение всего комплекса отложений произведено по электрометрическим кривым скважин, пробуренных недропользователями на основании сопоставления их с разрезами скважин, пробуренных на соседних месторождениях Южной Эмбы. Геологический возраст пород определялся по шламу (таблица 1.3.1).

Таблица 2.3.1 - Отбивки кровли стратиграфических границ по скважинам, пробуренным недропользователем

Блок Структура				Блок «Е»												Блок «А»				
				Алтыколь Западный	Бесболек СВ	Доссор СЗ	Ескене СЗ	Ескене Северный		Карсак Западный	Кызылжар II Северный		Нармунданак Южный	Толеген Западный	Акатколь Северный	НУР	Секир Западный	Уйтас Северный	Жалгыз Южный	
Система	Отдел	С	№ скв		АЛТЗ -1	БСБСВ-1	ДОССЗ-1	ЕСЗ-1	ЕСКС-1	ЕСКС-2	КАЗ-1	КЗН-1	КЗН-2	НАРЮ-1	ТОЛЗ-1	АКН-1	НУР-1	СЕКЗ-1	УТС-5	ЖЛГЮ-1
			Альти-туда	ротор	-16,03	-14,37	-17,11	-23,90	-17,39	-11,03	-16,62	-16,07	-15,99	-12,60	-21,96	-15,80	-12,04	90,93	143,89	101,13
				земля	-22,25	-19,57	-22,31	-28,1	-22,59	-16,23	-22,82	-22,26	-22,26	-17,02	-27,16	-20,00	-21,55	84,71	138,69	95,81
			Забой	Карот.отм., м	1947,0	1327,8	1334,4	949,0	1507,1	1523,4	1858,0	1408,0	1457,0	1589,0	1538,7	920,0	5721,5	544,0	930,7	1435,2
Абсол.отм., м	-1963,0	-1309,57		-1351,51	-972,9	-1524,49	-1534,43	-1874,62	-1424,07	-1472,99	-1601,65	-1560,66	-935,8	-5732,95	-453,1	-786,81	-1334,1			
Меловая	верхний	С	Карот.отм.,м		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,5	-	-	-
			Абсол.отм.,м		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-55,54	-	-	-
			Мощность, м		103,78	48,0	30,3	-	139,8	98,6	194,5	151,31	138,73	-	140,5	87,6	245,49	-	-	-
		Н	Карот.отм.,м		110,0	53,2	35,5	-	145,0	98,6	200,7	157,5	145,0	-	140,5	87,6	255,0	-	-	-
			Абсол.отм.,м		-126,03	-67,57	-52,6	-	-162,39	-109,63	-217,32	-173,57	-160,99	-	-162,46	-103,4	-267,04	-	-	-
	нижний	Н	Мощность, м		140,0	116,8	160,5	123,4	59,0	95,4	262,1	89,7	96,0	157,65	60,6	404,2	161,0	-	-	-
			Карот.отм.,м		250,0	170,0	196,0	127,6	204,0	194,0	462,8	247,2	241,7	145,0	201,1	491,8	416,0	-	-	-
			Абсол.отм.,м		-266,03	-184,37	-213,11	-151,5	-221,39	-205,03	-479,42	-263,27	-256,99	-157,65	-223,06	-507,6	-428,04	-	-	-
		И	Мощность, м		95,0	120,0	92,0	69,4	144,0	160,6	64,6	142,2	256,0	169,5	153,8	38,9	184,0	-	62,2	230,18
			Карот.отм.,м		345,0	290,0	288,0	-	348,0	354,6	527,4	389,4	497,0	314,5	354,9	-	600,0	-	62,2	235,5
			Абсол.отм.,м		-361,03	-304,37	-305,1	-	-365,39	-365,63	-544,02	-405,47	-512,99	-327,15	-376,86	-	-612,04	-	81,69	-134,37
		М	Мощность, м		240,0	142,1	135,0	-	29,2	135,4	247,6	150,6	129,0	111,5	223,9	-	205,5	-	79,8	90,9
			Карот.отм.,м		585,0	432,1	423,0	197,0	377,2	490,0	775,0	540,0	626,0	426,0	578,8	-	805,5	-	142,0	327,0
			Абсол.отм.,м		-601,03	-446,47	-440,1	-220,9	-394,6	-501,03	-791,62	-556,07	-641,99	-438,65	-600,76	-	-817,54	-	1,89	-225,27
			Мощность, м		300,7	229,3	219,0	57,4	390,2	230,0	270,4	198,2	184,0	291,0	223,8	-	394,5	-	190,2	238,1
Юрская	хний	С	Карот.отм.,м		885,7	661,7	642,0	254,4	767,4	720,0	1045,4	738,2	810,0	717,0	802,6	-	1200,0	-	-	564,5
			Абсол.отм.,м		-901,73	-675,77	-659,1	-278,3	-784,8	-731,03	-1062,02	-754,27	-825,99	-729,65	-824,56	-	-1212,04	-	-	-463,37
			Мощность, м		52,7	40,5	48,0	319,5	127,8	54,0	58,3	15,2	24,0	42,5	58,8	-	100,4	-	-	15,5
	дний	С	Карот.отм.,м		938,4	702,5	690,0	573,9	895,2	774,0	1103,7	753,4	834,0	759,5	861,4	530,7	1300,4	-	332,2	580,0
			Абсол.отм.,м		-954,43	-716,27	-707,1	-597,8	-912,59	-785,03	-1120,32	-769,47	-849,99	-772,15	-883,36	-546,5	-1312,44	-	-188,31	-478,87
			Мощность, м		314,97	435,9	363,0	96,4	257,8	449,0	352,3	383,4	389,7	417,0	372,0	155,6	509,6	-	320,8	319,0
	хний	С	Карот.отм.,м		1253,4	1161,0	1053,0	670,3	1153,0	-	1456,0	1136,8	-	1176,5	1233,4	686,3	1810,0	297,0	653,0	899,0
			Абсол.отм.,м		-1269,4	-1152,17	-1070,1	-694,2	-1170,39	-	-1472,62	-1152,87	-	-1189,15	-1255,36	-702,1	-1822,04	-206,07	-509,11	-797,87
			Мощность, м		288,6	23,5	89,0	11,7	113,0	-	178,0	25,6	-	53,5	100,4	37,8	78,4	290,78	50,0	54,0
Омо-иас	дний-	С	Карот.отм.,м		1542,0	1186,0	1142,0	682,0	1266,0	1223,0	1634,0	1162,4	1223,7	1230,0	1333,8	724,1	1888,4	361,5	703,0	953,0
			Абсол.отм.,м		-1558,0	-1175,67	-1159,1	-705,9	-1283,39	-1234,03	-1650,62	-1178,47	-1239,69	-1242,65	-1355,76	-739,9	-1900,44	-270,57	-559,11	-851,87
			Мощность, м		405,0	111,4	181,0	196,7	231,1	300,4	198,0	213,3	198,3	340,0	189,4	161,2	3828,51	163,5	197,0	390,0
Юрская	хний	С	Карот.отм.,м			1304,0	1323,0	878,7	1497,1	-	1832,0	1375,7	1422,0	1570,0	1523,2	885,3	5717,5	525,0	900,0	1343,0
			Абсол.отм.,м			-1287,07	-1340,1	-902,6	-1514,49	-	-1848,62	-1391,77	-1437,99	-1582,65	-1545,16	-901,1	-5728,95	-434,07	-756,11	-1241,87
			Мощность, м			22,5	11,4	70,3	10,0	-	26,0	32,3	35,0	19,0	15,5	34,7	4,0	19,0	30,7	92,2

Пермская система (Р) Нижний отдел (Р1)

Отложения кунгурского яруса (Р1к) не вскрыты двух (АЛТЗ-1 и ЕСКС-2) скважинах, в остальных - их вскрытая толщина составляет 4,0 (Нур-1) - 70,3м (ЕСЗ-1). Эти отложения по описанию шлама представлены ангидритом от грязно-белого до очень светло-серого, мягким, от аморфного до субглыбистого, с карбонатным материалом. 6

Структурную поверхность гидрохимических осадков кунгурского яруса отображает опорный сейсмический отражающий горизонт VI.

Пермотриасовая система (РТ). В районе развития соляных куполов Южной Эмбы надсолевой разрез обычно начинается с терригенных красноцветных пород верхнепермского возраста, достигающих в межкупольных мульдах толщин до 2,0 – 3,0 км. В скважинах, пробуренных в присводовых условиях, эти отложения выпадают из разреза. С нижнетриасовыми отложениями из-за их литологической однородности они образуют единую нерасчлененную толщу, названную «пермотриасовой». Вскрытая толщина этих отложений колеблется от 111,4 (БСБСВ-1, площадь Бесболек) до 405м (АЛТЗ-1, площадь Алтыколь Западный).

Эти отложения вскрыты в скважине Нур-1 в интервале 1888,4-5717,5 толщиной 3829 м.

В разрезе структуры Уйтас отложения литологически представлены двумя комплексами: верхним - менее плотным и нижним - более плотным.

Верхний комплекс сложен конгломератовыми песчаниками и реже - аргиллитами. Нижний комплекс сложен часто переслаивающимися и переходящими друг в друга конгломератами, конгломератовыми песчаниками, редкими аргиллитами и известняками. Конгломераты – пестроцветные, слабосцементированные. Обломки хорошо окатаны, от субсферических до субпродолговатых, имеют включения кварца и пирита. Песчаники светло-зеленовато-серые, мелко- и крупнозернистые, конгломератовые и плохо сортированные. Аргиллиты светло-зеленовато-серые, темновато-коричневые и красновато-коричневые, дисперсные, от мягких до крепких, по форме - от аморфных до субглыбистых. Аргиллиты – известковистые до слабо известковистые. Известняки светло-серые, грязно белые, серые, крепкие.

Вскрытая максимальная толщина пермотриасовых отложений в скв. УТС-3 составляет 100 м.

В разрезе скважин на площади Асанкеткен пермотриасовый комплекс литологически представлен переслаиванием глин и аргиллитов с редкими прослойками угля, песчаников, алевролитов и известняков.

Вскрытая толщина пермотриасовых пород на площади Асанкеткен составляет 1303-1885,1 м.

Триасовая система (Т). Залегающие над солью в сводовых и присводовых частях соляных куполов отложения по каротажной характеристике и керновому материалу имеют триасовый возраст. По данным палинологических исследований, разрез вскрытой пестроцветной толщи в разрезе скважины БОР-2 на структуре Боркылдакты отнесен к нерасчлененному среднему-верхнему триасу.

Представлены породы пачками известковистых глин, аргиллитов и алевролитов, расчлененных прослоями песчаников.

В скважине БОР-2 выделен спорово-пыльцевой комплекс, датируемый средним и верхним триасом.

На структурах Боркылдакты, Сагиз Западный и Ескене Северный, блока «Е», поисково-разведочными скважинами были выявлены залежи нефти и газа в триасовых отложениях. В литологическом отношении коллекторы продуктивных горизонтов представлены терригенными породами – песками, песчаниками с прослойками гравелитов и алевролитами, в разной степени известковистыми.

Вскрытая толщина пермотриасовых отложений в скв. ЕСКС-1 равна 231м, в скважинах на месторождении Боркылдакты составляет 328,5-393 м.

Юрские отложения (J) представлены тремя отделами: нижним, средним, верхним.

Отложения нижнего отдела (J1) литологически представлены песчано-галечниковой толщей, которая включает чередование песков, алевроитов, песчаников, глин.

Пески желтовато-серые, светло-серые, серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, чаще разномзернистые с включениями гравия и галек преимущественно метаморфических пород,

Песчаники серые, светло-серые, прозрачные, мелко- и крупнозернистые, конгломератовые, зерна песка полуугловатые и полуокатанные, сцементированные доломитовым и известковистым цементом, сложенные кварцем, реже пиритом, с прослоями известковистых песчаников серых и светло-серых, разномзернистых.

Аргиллиты светло-серые, светло-коричневато-серые, мягкие, дисперсные и аморфные, алевроитистые, карбонатные, слабоизвестковистые.

Толщина нижнеюрских отложений изменяется от 23,5 м (БСБСВ-1) до 290 м (СЕКЗ-1, площадь Секир Западный).

Отложения среднеюрского возраста (J2) представлены тонко переслаивающимися комплексами, переходящими от аргиллитов в песчаники с периодически встречающимися углями, известняками. Аргиллиты от светло-серых до серых с увеличивающимся содержанием карбонатов и переходящие в оливково-коричневые угли, мягкие, сильно дисперсные и аморфные, от умеренно до сильно известковистых. Известняки обычно от светло-серых до серых, а иногда темно-серые, умеренно твердые.

На месторождениях Макат Восточный (Жана Макат), Асанкеткен, Кызылжар I Восточный в отложениях средней юры выявлены залежи нефти.

Толщина среднеюрских отложений в разрезах скважин составляет 96,4 (ЕСЗ-1, площадь Ескене С.В.) – 449 м (ЕСКС-2, площадь Ескене Сев.). В скважине Нур-1, пробуренной в мульде, вскрытая толщина этих пород достигает 509,6 м.

Верхнеюрские отложения (J3) вскрыты не во всех скважинах, так как в сводовых частях солянокупольных структур эти отложения, как правило, отсутствуют.

Породы представлены известняками, у основания разреза переходящими в известковистые аргиллиты. Известняки светло-серые, твердые, с прослоями доломитов, мергелей и аргиллитов.

Толщина верхнеюрских отложений изменяется от 15,5 м (скв. ЖЛГЮ-1) до 127,8 м (скв. ЕСКС-1).

В меловых отложениях (K) четко выделяются два комплекса пород, отражающих различные этапы развития исследуемой территории: нижнемеловой, представленный терригенными образованиями морского и континентального происхождения и верхнемеловой, сложенный карбонатными породами.

На исследуемой территории граница между отложениями нижнего и верхнего отделов меловой системы является нечеткой из-за близости литологического состава пород альба и сенмана. Проводится она по базальному горизонту, залегающему на границе этих отложений.

По литологическому составу меловые отложения можно разделить на две части: нижнюю, сложенную терригенными образованиями с редкими прослоями терригенно-карбонатных пород, и верхнюю - карбонатную, включающую образования турона, сенмана и дата.

На ряде структур верхнемеловые отложения не выявлены. Нижнемеловой комплекс пород наиболее изучен на площадях Асанкеткен и Уйтас.

Нижнемеловые отложения (K1) имеют довольно широкое распространение. В толще выделяются готеривский, барремский, аптский и альбский ярусы.

Готеривский ярус (K1g) литологически представлен переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники светло-зеленовато-серые и от несцементированных до хрупких, от микро- до среднезернистых, умеренно сортированы и состоят из кварца, пирита, слюды, хлорита. Алевролиты светло-серые, крепкие, глинистые и переходят в алевроитистый аргиллит. Аргиллиты средне-серые, от мягких до крепких,

дисперсные, алевролитистые и часто переходят в глинистый алевролит. Редкие конгломератные брекчии несцементированы и состоят из чистых, прозрачных, полупрозрачных, белых, светло-коричневых обломков.

Обломки обычно угловатые, а иногда от субугловатых до субокатанных. Брекчии в основном состоят из микрокристаллического доломита, кварца, кремнистого сланца и литокластов. В нижней части разреза встречаются редкие обуглившиеся растительные остатки, а также макрофауна плохой сохранности.

Толщина готеривского яруса в разрезах скважин на площади Асанкеткен изменяется от 58,2м (АСК-Ю2) до 65,2м (АСК-2), на площади Уйтас - от 23 до 56 м.

Барремский ярус (K1b) литологически сложен переслаивающимися аргиллитами, песчаниками и реже известняками. Аргиллиты коричневато-красные, светло-зеленоватосерые, слабо- до известковистых и клейкие. Песчаники светло-зеленоватосерые с разноцветными обломками и от плохо сцементированных до несцементированных, средне- до крупнозернистых с частой галькой и умеренно сортированы. В основном состоят из прозрачных до полупрозрачных зерен кварца, разноцветных литокластов, редко пирита и слюды. Известняки от грязно-белых до очень светло-серых, мягкие и дисперсные, сильно песчанистые и переходят в известковистый песчаник.

Толщина барремского яруса колеблется на пл. Асанкеткен от 201,5 м (АСК-1) до 223,7 (АСК-2), на площади Уйтас максимальная толщина отложений достигает 180 м (скв. УТС-4).

Аптский ярус (K1a) залегает на размытой поверхности пород барремского яруса и сложен массивными аргиллитами с редкими прослоями известняков и песчаников.

В отдельных разрезах в основании отложений апта, в местах выхода их на дневную поверхность, прослеживается прослой базального галечника, состоящего из кристаллических пород, выше залегают глины

Галька различного цвета, очень хорошо окатана, располагается в грубозернистом песке и варьирует в размерах от совсем ничтожных размеров (грубозернистый песок, гравелит) до 3-5 см в поперечнике. Местами в основании апта залегает кирпично-красный (цвета сурика) песчанистый конгломерат, в котором гальки кремнистых пород, в железисто-песчанистом цементе встречается мелкая плоская галька железистого песчаника и почти нацело разрушенная галька зеленоватобелых блеклых глин неокома.

Глины темно-серые во влажном состоянии почти черные, пластичные, сланцеватые, содержащие тонкие прослои пепельно-серых или охристых, мелко- и тонкозернистых, пылеватых, кварцево-слюдистых песков. В толще глин встречаются плитки слабого песчаника ржаво-желтого цвета, а также горизонты септариевых конкреций.

Песчаники от светло-серых до светло-зеленоватосерых, несцементированные, средне-крупнозернистые, умеренно сортированы и состоят из прозрачных до полупрозрачных кварцевых зерен, пирита, глауконита, литокластов и обугленных остатков.

Толщина аптского яруса колеблется от 122,5 м (АСК-2) до 135,3 м (АСК-1), в скв. УТС-13 - 30м.

Альбский ярус - K1a1. Альбские отложения имеют довольно широкое распространение в изучаемом районе.

В гипсометрическом отношении выходы альба на куполах соответствуют наиболее возвышенным точкам рельефа в отличие от неокома и юры, располагающихся в инверсионных участках.

В разрезе альбских отложений выделяются две свиты: нижняя – песчано-глинистая и верхняя – песчанистая. Известняки присутствуют по всему альбскому разрезу.

Верхний крупнообломочный комплекс состоит из переслаивающихся песчаников и аргиллитов. Глины серые, на которых залегает прослой железистого конгломерата или галечника.

Песчаники светло-зеленоватосерые, от несцементированных до умеренно твердых, сцементированные известковистым и алевролитистым цементом, зернистые и состоят из прозрачных, полупрозрачных кварцевых зерен, глауконита, слюды, литокластов, пирита,

обугленных остатков, реже фосфорита. Аргиллиты серые, мягкие, сильно дисперсные, аморфные, карбонатные, алевритистые и песчанистые.

Нижний комплекс в основном состоит из аргиллитов с некоторым количеством известняков. Аргиллиты серые, мягкие, дисперсные, аморфные, углистые, алевритистые и иногда переходят в алевролиты. Песчаники от светло-серых до светло-зеленовато-серых, обычно несцементированные, иногда от хрупких до умеренно твердых, микро-среднезернистые. Признаки углеводородов в данном разрезе не зафиксированы.

Толщина альбского яруса изменяется от 215,1 м (АСК-2) до 223,7 м (АСК-1), в скв. УТС-7 составляет 195 м.

Породы верхнего мела (K2) залегают на размытой поверхности альбских отложений и представлены терригенным сеноманским, а также нерасчлененными сенон-туронскими отложениями, которые представлены однообразной карбонатной толщей. Она сложена мелом белым, зеленовато-белым, писчим, рыхлым, с прослоями беловато-серых глин.

Толщина пород верхнего мела в изученных разрезах изменяется от 164 (БСБСВ-1) до 491,8 м (скв. АН-1, площадь Акатколь Сев.).

Отложения палеогеновой системы (Р) выявлены лишь в скважинах, пробуренных в погруженных частях структур.

Литологически породы в нижней части представлены мергелями светло-серыми, темно-серыми, крепкими. Вверх по разрезу мергели постепенно переходят в глины серовато-зеленые, зеленовато-бурые, песчанистые, плотные, слюдистые, карбонатные.

Толщина отложений изменяется от 34 м (АСК-2) до 42 м (АСК-1).

Нерасчлененные **неоген-четвертичные отложения (N+Q)** представлены глинами, серыми, алевритистыми и слабо известковистыми мергелями. На некоторых структурах Южной Эмбы толщина отложений достигает 115 м.

Тектоника

Исследуемая территория расположена в юго-восточной части Прикаспийской впадины, в пределах Гурьевского свода, входящего в состав Астраханско-Актюбинской зоны крупных выступов фундамента (рис.2.3.1). Исходя из литературных данных, фундамент в пределах блоков А и Е залегает на глубине 7,5-8,0 км. Южнее простирается обширный Южно-Эмбинский (Тугаракчанский) прогиб, где глубина залегания фундамента достигает 11,5-12 км.

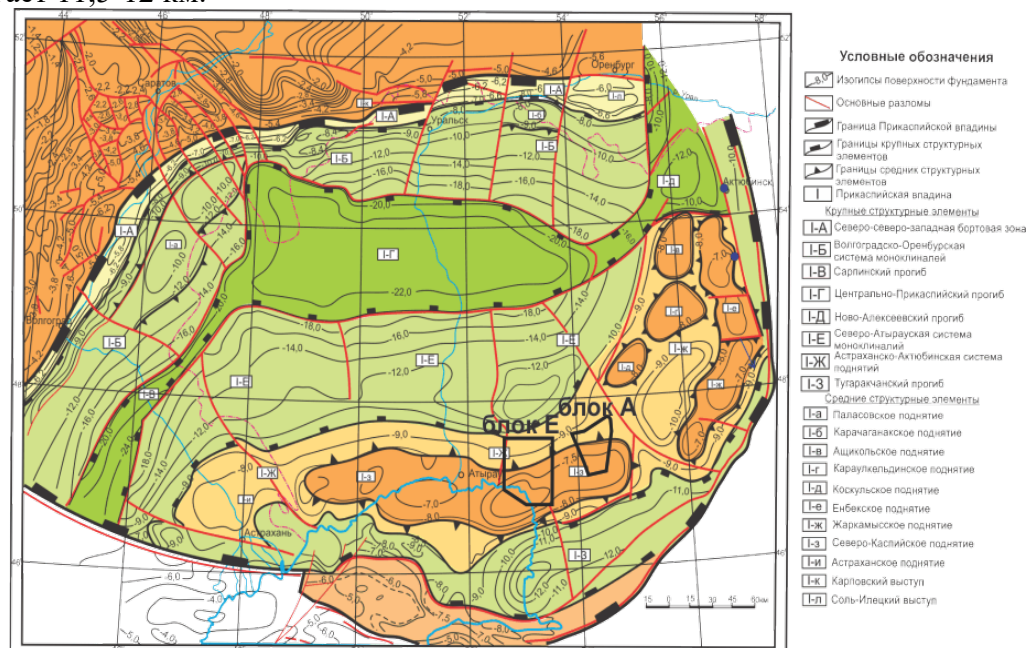


Рис.1.3.1 – Тектоническая схема фундамента Прикаспийской НГП (по Э.С.Воцалевскому)

Северный склон Астраханско-Актюбинской приподнятой зоны относительно резко погружается к центральной части Прикаспийской впадины. На участке Гурьевского свода

уклон поверхности фундамента составляет 0,9 км/км и на широте озера Индер глубина его залегания достигает 19 км.

Ниже приводится описание особенностей геологического строения рассматриваемых настоящим проектом структурно-тектонических объектов.

Надсолевая **структура Акатколь** имеет трехкрылое строение, каждое крыло соответствует склону соляного поднятия.

Сводовая часть поднятия Акатколь осложнена обширным грабеном. Юго-восточное крыло погружено относительно других крыльев. По III отражающему горизонту выделяется структура примыкания к сбросу грабена, оконтуренная изогипсой минус 650 м.

Северо-западное крыло сбросами разбито на блоки и погружается в мульду. В пределах крыла V отражающий горизонт прослежен на глубине 600-1000 м.

На юго-западном крыле по основным отражающим горизонтам выделяется структура в виде полусвода, экранированного с севера сбросом грабена. По V отражающему горизонту эта структура ограничена изогипсой минус 600 м, размеры ее – 2,0х 0,6 км, амплитуда – 50 м, наблюдается крутое погружение крыла в мульду (рис. 1.3.2).

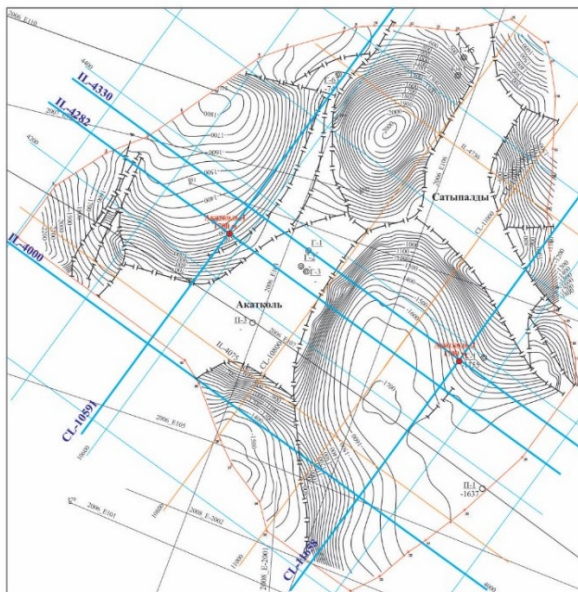


Рис.1.3.2 – Структура Акатколь.
Структурная карта по отражающему горизонту V

В среднетриасовых отложениях выделяется ловушка, экранированная тектоническим нарушением с юго-востока, размеры ловушки 1 км х 3 км, амплитуда порядка 75 м.

Солянокупольная структура Ракуша Южная по VI отражающему горизонту представляет собой валообразное поднятие субмеридианального направления. На северо-востоке это поднятие через соляные перешейки соединяется с куполом Байшонас, на северо-западе - с Ескене, на юго-западе - с Береговым, на юго-востоке - с Алтыатан.

Территория исследования расположена на северо-восточном склоне соляного перешейка, соединяющего соляные структуры, Ракуша и Алтыатан, который имеет субмеридианальное простирание. По поверхности соленосных отложений наблюдается плавный моноклиальный склон соли к югу с глубины 1050 до 1950 м, затем через крутой уступ соли резкое погружение в мульду до глубины 5550 м. Погружение соли наблюдается и в северо-восточном направлении

В надсолевой толще поднятия Ракуша прослежены отражающие горизонты Т, Т₄, V, III.

Горизонт Т следует в юго-западной части исследуемой территории и распространен на ограниченной площади. Горизонт погружается с глубины 1500 м до 2150 м. В зоне примыкания этого горизонта к сбросу намечается структура **Ракуша Южная**, с которой

может быть связана ловушка пластового типа, тектонически экранированная сбросом (Рис.1.3.3).

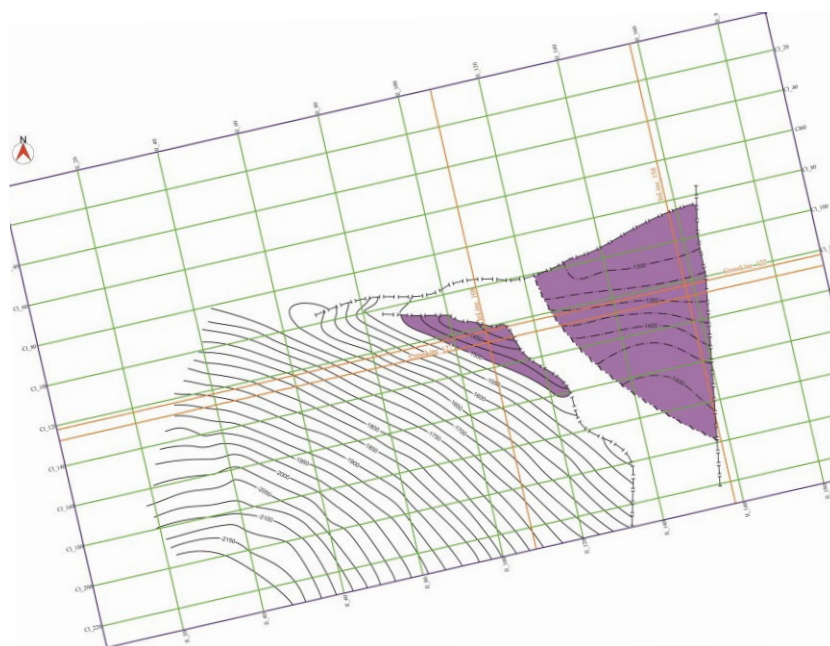


Рис.1.3.3 – Структура Ракуша Южная.
Структурные карты по Т и Т₄ отражающим горизонтам

Горизонт Т₄ прослежен лишь на северо-восточной периферии соляного тела, имеет ограниченную площадь распространения. Глубина залегания этого горизонта прослеживается на уровне 1300-1550 м.

По V и III отражающим горизонтам прослеживается сброс субмеридионального направления, соответствующий началу крутого склона соли. Этот сброс зафиксирован и при рассмотрении нижележащего горизонта Т₄. Таким образом, выделяется зона приподнятого залегания надсолевых отложений и более погруженного.

Структура Карасай (блок А). Соляное тело купола Карасай характеризуется наличием двух куполов, разделенных прогибом, круто погружающихся в глубокие мульдовые зоны в северо-восточном, западном и юго-западном направлениях. Наиболее обширный южный купол соли имеет минимальные отметки -1500 м, северо-западный купол имеет минимальные отметки -1600 м.

В тектоническом отношении структура Карасай представляет собой скрытопрорванную солянокупольную структуру с выходом на дневную поверхность отложений готерива. Грабен структуры простирается с северо-запада на юго-восток.

Надсолевая структура имеет сложное строение, приурочена к соляной гряде Кобланды–Карасай. Сбросом северо-западного простирания структура делится на крылья - юго-западное и северо-восточное, где ранее пробурены картировочные и структурно-поисковые скважины.

Нефтепоисковый интерес представляет внутритриасовый объект Т₂, выделенный над крутым уступом соли в пределах юго-восточного полусвода юго-западного крыла на пересечении профилей IL 4058 и CL10520. На разрезах выделяется характерная для таких объектов волновая картина. Минимальные отметки в сводовой части составляют порядка -1140-1090 м. Довольно круто погружается на юго-запад до отметок -1440 м. По оконтуривающей изогипсе -1200 м размеры поднятия составляют 2,5 x 1,25 км.

Предполагается, что изначально отложения триаса примыкали к краевой части соляного купола. Однако в следующую эпоху развития эти отложения были перекрыты преимущественно глинистыми отложениями поздне триасового возраста, что и привело к образованию ловушки. Перспективность подобных структур подтверждается рядом открытий месторождений в подобных ловушках (рис. 1.3.4).

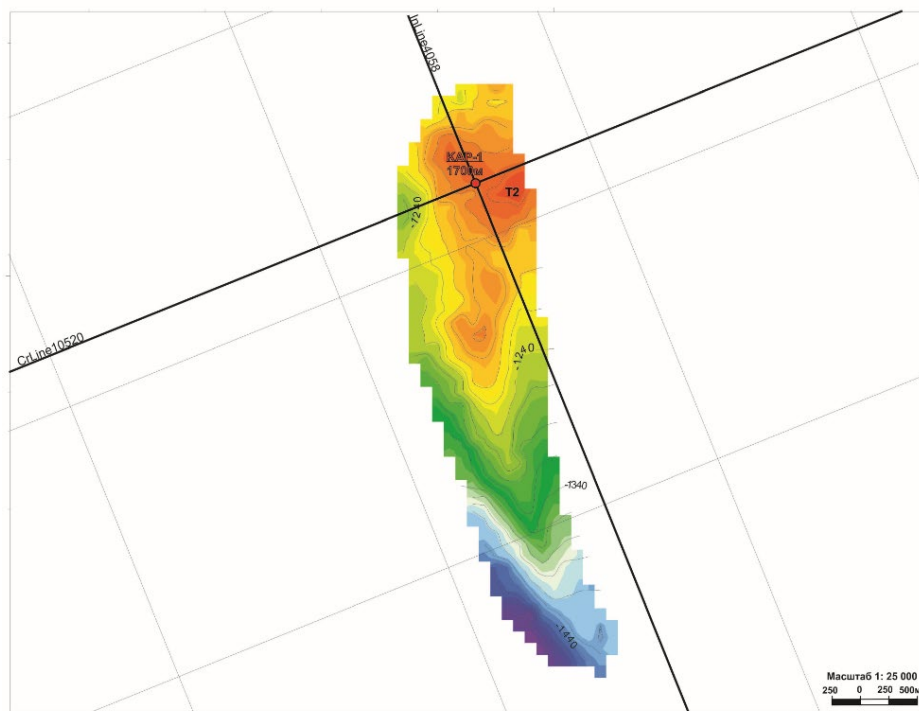


Рис.1.3.4 – Структура Карасай.

Структурная карта по T₂ отражающему горизонту

Структура Доссор Юго-Восточный приурочено к соляному куполу Доссор, ядро которого имеет в плане форму неравнобедренного треугольника с длинной стороной, вытянутой в меридиональном направлении. Минимальная глубина залегания соли на своде - 200 м. Соляное ядро купола Доссор соединяется через перешейки с ядрами куполов Жангельды на севере, Толеген на юге, Макат на северо-востоке и Танатар на западе (Рис. 1.3.5).

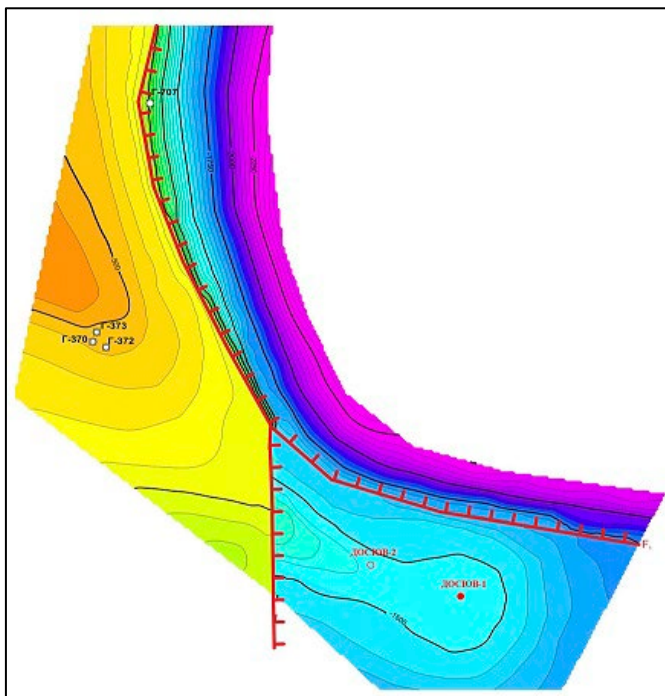


Рис.1.3.5 – Месторождение Доссор Юго-Восточный.
Структурная карта по отражающему горизонту V

Наиболее приподнятое положение кровли соляного ядра купола картируется в виде слабо выраженного гребня, вытянутого в субмеридиональном направлении, и довольно резкого ответвления на запад, в сторону купола Танатар.

В соответствии с морфологией поверхности соляного ядра - основного тектонического фактора, формирующего строение надсолевых мезозойских отложений, вырисовывается основной грабен меридионального простирания, разделяющий купол на две части - восточную и западную. В свою очередь, западная часть второстепенным широтным грабеном разделена на два крыла. Как на восточном, так и на юго-западном и северо-западном крыльях установлены многочисленные малоамплитудные сбросы, некоторые из них служат экраном для залежей нефти и газа в юрских и меловых отложениях. Как правило, амплитуда сбросов затухает от свода купола к периферии.

Структура Жаршик. В плане структуры по надсолевым отложениям выделяются: восточное, западное, юго-западное и южное крылья (Рис. 1.3.6).

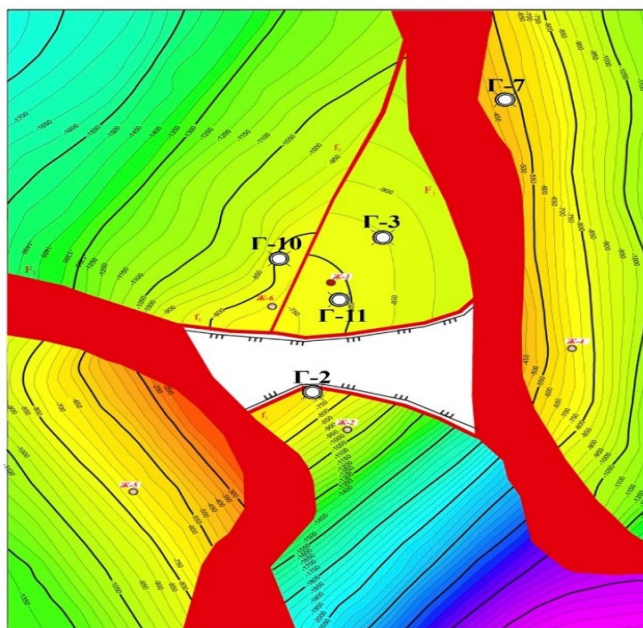


Рис.1.3.6 – Структура Жаршык.
Структурная карта по отражающему горизонту V

Восточное крыло представляет собой типичное приподнятое крыло, имеющее большие размеры. Оно приурочено к восточному склону соляного ядра и восточному склону перешейка, соединяющего структуры Жаршик и Акатколь.

Западное крыло приурочено к западному склону соляного ядра. В пределах данного крыла V горизонт прослежен в интервале глубин 750-1800 м. Крыло является погруженным по отношению восточному, так как является частью грабена, образованного уступами в соли меридионального и северо-западного направления.

Юго-западное крыло приурочено к юго-западному склону соляного ядра и имеет моноклинальное строение.

В пределах южного крыла наблюдается резкое несогласие в залегании двух толщ. Верхняя - более пологозалегающая толща отложений, несогласно перекрывает нижнюю толщу. Строение нижней толщи характеризует структурная карта по горизонту V отражающему горизонту, который прослежен в интервале глубин 800-2600 м.

Структура Кызылжар II по поверхности кунгурских соленосных отложений имеет изогнутое валообразное строение северо-западного простирания. Склоны соляного поднятия круто погружаются в глубокие бессолевые мульды.

Строение надсолевых отложений соответствует строению соляного тела. Отложения трехлучевым грабеном разделены на северо-западное, северо-восточное и южное крылья. Северо-западное крыло приурочено к крутому склону соли. По отношению к остальным крыльям оно является наиболее опущенным. Свод крыла, по данным геологического картирования, покрыт альб-сеноманскими отложениями. На периферии они сменяются сенон-туронскими породами.

В плане по V отражающему горизонту выделяются грабен, северо-восточное и восточное крылья. Северо-восточное крыло оконтуривается изогипсой минус 1400 м, представляет собой полуантиклиналь, ограниченную сбросом (Рис.1.3.7).

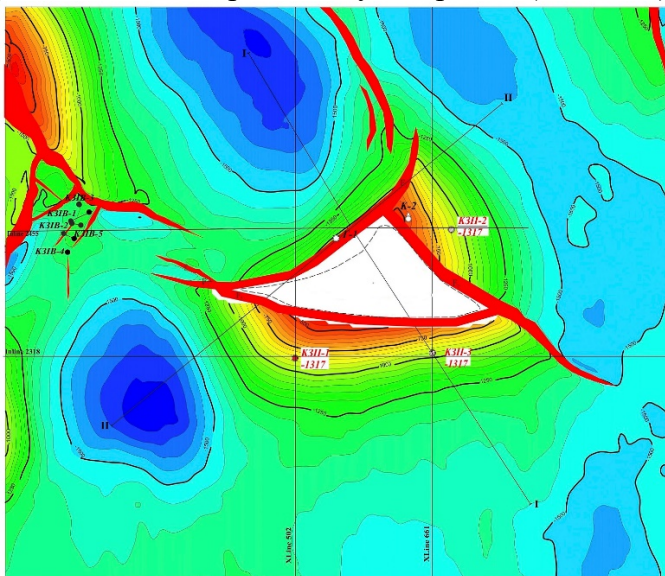


Рис. 1.3.7 –Кызылжар II.
Структурная карта V по отражающему горизонту

1.4 Нефтегазоносность

В результате геологоразведочных работ, проведенных недропользователем в период 2003-2019 гг. на контрактной территории установлены следующие месторождения УВС:

Блок «Е» – Восточный Макат (участок Жана Макат) в 2006 г; Боркылдакты в 2010 г; Асанкеткен, Кызылжар I Восточный, Сагиз Западный в 2011 г; Байчунас Западный, Ескене Северный в 2012 г.

Блок «А» – Уйтас в 2010 г.

Ниже приведено описание о нефтегазоносности по месторождениям Байчунас Западный, Кызылжар I Восточный, Жаршик, Доссор Юго-Восточный и Кызылжар II.

На месторождении **Байчунас Западный** в результате бурения поисковых скважин БЧЗ-1 и БЧЗ-2 были установлены залежи нефти и газа в нижнеюрских и триасовых отложениях. По данным интерпретации ГИС и испытания скважин продуктивными являются горизонты Ю-IV (пачка б), Ю-V, Т-I, Т-II, Т-III. Глубина залегания продуктивных горизонтов от 1100 м до 1370 м [14].

Первооткрывательницей месторождения Байчунас Западный является поисковая скважина БЧЗ-1, где при опробовании нижнеюрских отложений в 2012 г получен приток нефти.

В скважине БЧЗ-1 опробовано 2 объекта: I объект (интервал перфорации 1184,7-1190,7м (продуктивный горизонт Ю-V); II объект – интервал перфорации 1174-1182м (продуктивный горизонт Ю-V).

В скважине БЧЗ-2 опробовано 5 объекта: I объект - интервалы перфорации 1465,5-1469м и 1479-1485м (продуктивный горизонт Т-III); II объект - интервалы перфорации 1479-1485м, 1465,6-1469м, 1449-1455,5м, 1435-1436,5м, 1426,5-1429,5м (продуктивный горизонт Т-III); III объект - интервалы перфорации 1295-1298м, 1299,5-1305м, 1306-1308м (продуктивный горизонт Т-II); IV объект – интервал перфорации 1161,5-1164 м (продуктивный горизонт Ю-IV-Б). V объект - интервалы перфорации 1252,4-1254,5м, 1255,7-1259,6м (продуктивный горизонт Т-I).

Структура **Кызылжар I Восточный** приурочена к южному крылу одноименного соляного купола, и представляет собой антиклинальную складку, экранированную сбросами.

Первооткрывательницей месторождения Кызылжар I Восточный является скважина КЗІВ-1, где при опробовании среднеюрских отложений в 2011 году получен приток нефти.

Физико-химические свойства нефти месторождения Кызылжар I Восточный охарактеризованы результатами исследований по 3-м глубинным и 7 поверхностным пробам нефти. Глубинные пробы нефти были отобраны из среднеюрских горизонтов Ю-I, Ю-IVа и Ю-V. Поверхностные пробы нефти характеризуют продуктивные горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-IVа, Ю-IVб и Ю-V.

Нефть продуктивных горизонтов тяжелая, средняя и легкая, малосернистая, парафинистая и высокопарафинистая, смолистая и малосмолистая, вязкая и высоковязкая.

В разведочных скважинах, пробуренных **на структуре Жаршик** в 1956-1957 гг., в образцах керна и бокового грунтоноса, поднятых из скважин Г-2, Г-7 и Г-11, отмечались признаки нефти. Образцы керна представлены песками, песчаниками, пропитанными нефтью, они приурочены к юрским и триасовым отложениям.

Обильные нефтепроявления, выраженные пропитанностью пород нефтью, примазками нефти с резким запахом сероводорода, были встречены в юрских и меловых отложениях, вскрытыми структурно-картировочными скважинами, пробуренными в сводовой части структуры.

В разрезе среднеюрских отложений условно выделено три горизонта, предварительно индексируемые как Ю-I, Ю-II и Ю-III.

Горизонт Ю-I залегает на глубине 315-332 м общая толщина, которой изменяется от 122 м до 146,7 м. Залежи нефти выявлены по ГИС, в районе скважин Г-10 (блок I) и Г-11 (блок II), где выделены нефтенасыщенные пласты. В скважине Г-3 пласты водонасыщены. Скважины не испытаны.

По типу природного резервуара залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

Горизонт Ю-III. Общая толщина горизонта в разрезе скважин пробуренных на западном крыле структуры изменяется от 30,6 до 45 м. Горизонт состоит из 2-3 пластов коллекторов. В скважине Г-10 (блок I) выделен нефтенасыщенный коллектор, толщина которого составляет 4,4 м. Пласт не испытан.

По типу природного резервуара залежь нефти пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

В триасовых отложениях также условно выделены три горизонта Т- I, Т- II и Т- III, из которых Т-II - водонасыщен. Продуктивные по ГИС пласты выделены в скважинах, пробуренных в пределах западного (скв. Г-10, Г-11) и восточного крыльев структуры (скв. Г-7). В скважине Г-2, пробуренной в пределах южного крыла структуры, пласты водонасыщены.

Горизонт Т-I. Общая толщина горизонта изменяется от 11 м до 26 м. В разрезе горизонта выделяются от 1-го (западное крыло) до 2-х (южное) нефте- и водонасыщенных пластов-коллекторов. В разрезе скважины Г-7 отложения отсутствуют.

В скважине Г-11, пробуренной в пределах блока II западного крыла, верхняя часть пласта охарактеризована по ГИС как нефтенасыщенная, а нижняя как вода. Залежь пластовая, сводовая, тектонически и литологически экранированная.

Горизонт Т-III отделен от вышележащего водонасыщенного горизонта Т-2 толщей непроницаемых пород толщиной 5-15 м. Общая толщина горизонта изменяется от 30,0 м до 50,1 м. Горизонт состоит из 2-4 пластов коллекторов, общей эффективной толщиной от 16,7 м до 27,9 м.

Нефтенасыщенные коллектора выделены по ГИС в скважинах Г-7 (восточное крыло) и Г-10 (западное крыло).

В скважине Г-7 пробуренной в северной части восточного крыла, выделено три пласта коллектора общей эффективной толщиной 16,7 м, из них два верхних пласта толщиной 6,7 м охарактеризованы по ГИС как нефтенасыщенные.

В скважине Г-10, пробуренной на западном крыле выделяется четыре пласта, верхний из которых нефтенасыщен до отметки -901,1 м, ниже этой отметки пласты

характеризуются как водонасыщенные. В скважине Г-11 из-за отсутствия данных ГИС в нижней части, коллектора не выделены. Пласты не испытаны. По типу природного резервуара залежи нефти пластовые, сводовые, тектонически экранированные

Нефтегазоносность **месторождения Доссор Юго-Восточный** связано с отложениями триаса. В пределах месторождения залежи нефти и газа выявлены в I и II блоках [15].

Залежи в пределах I блока выявлены в результате переинтерпретации материалов ГИС и данных опробования, в скважинах, пробуренных в «советское» время (Г-333, Г-337, Г-370, Г-372, Г-373) В процессе изучения исторического материала недропользователем были оцифрованы и переинтерпретированы данные ГИС разведочных скважин Г-370, Г-372, Г-373. В результате были выявлены перспективные отложения пермотриаса, которые требуют дальнейшего изучения.

Признаки нефти были отмечены в шламе из скважин Г-337 и Г-373. При испытании скважин Г-333 и Г-372 были получены притоки от эмульсии и пленки нефти до нефти с водой с дебитом по нефти 0,5 т/сут. В скважине Г-370, пробуренной в 1937 г. в своде I блока из пермотриасовых отложений на глубине 581-642 м был получен приток нефти 0,8 т/сут.

Залежи нефти локализованы в районе скважин Г-370 и Г-373, и приурочены к триасовым продуктивным горизонтам Т-II, Т-III, Т-IV, Т-VI и Т-VII.

Положения ВНК могут быть приняты условно по подошве нефтенасыщенных пластов коллекторов в этих скважинах.

Залежь газа в пределах II блока, где была пробурена глубокая поисковая скважина Г-707, выявлена при испытании отложений триаса, где был получен фонтанный приток газа дебитом 5 тыс. м³/сут.

ГВК по залежи Т-II горизонта можно принять условно на отметке -1065,9 м, Т-III – -1077,1 м, а Т-IV – -1086,8 м, по подошве продуктивных пластов коллекторов, но эта отметка может быть и ниже. Залежи по типу пластового резервуара пластовые, сводовые, тектонически экранированные.

На **месторождении Кызылжар II** признаки нефти обнаружены в глубокой разведочной скважине Г-3 в неокомских (предположительно низы баррема) отложениях в интервале 450-455 м, в верхнеюрских – в интервале 558-560 м и среднеюрских – в интервале 640-643 м.

Проведена корреляция разрезов глубоких разведочных скважин Г-1 и Г-3, и скважин КЗІВ-1 и КЗІВ-4 соседнего месторождения Кызылжар I Восточный. По аналогии с соседним месторождением в разрезе месторождения Кызылжар II были выделены пять горизонтов, два в отложениях неокома (Nc-I, Nc-II) и три в среднеюрских отложениях (Ю-I, Ю-II, Ю-III). Указанные горизонты достаточно уверенно коррелируются по разрезам скважин месторождения. Нефтенасыщенные коллекторы были выявлены в пределах горизонтов Nc-II и Ю-II, в разрезе скважины Г-3, расположенной в сводовой части северо-западного блока. Горизонт Ю-III данной скважиной не вскрыт. В скважине Г-1 расположенной гипсометрически ниже скважины Г-3 пласты коллекторы характеризуются как водонасыщенные.

Продуктивный горизонт Nc-II выделяется в нижней части неокомского разреза и отделяется от вышележащего водонасыщенного горизонта глинистой пачкой толщиной до 20м. Залежь нефти, приуроченная к данному горизонту, установлена по результатам бурения только одной скважины Г-3, где по материалам интерпретации ГИС выделен нефтенасыщенный пласт-коллектор. Скважина Г-1 вскрыла данный горизонт в более погруженной части и пласты оказались водонасыщенными по ГИС.

ВНК принят условно, по кровле водонасыщенного коллектора, выделенного по ГИС в скважине Г-3 на отметке -480,0 м. Подошва нефтенасыщенного коллектора, вскрытого в данной скважине, находится на отметке -472,0 м.

По типу природного резервуара залежь относится к пластово-сводовой, тектонически экранированной с востока нарушением F1. Минимальная отметка залегания

кровли коллектора в своде -420,0 м, высота залежи при принимаемом положении ВНК равна 50 м. Площадь залежи – 651,5 тыс. м².

Среднеюрский продуктивный горизонт Ю-II отделяется от вышележащего Ю-I водонасыщенного горизонта глинистой пачкой толщиной от 5 м, в своде, до 10 м к периферии.

Залежь нефти в пределах северо-западного крыла выявлена в скважине Г-3, по результатам интерпретации материалов ГИС и данных керна.

По описанию образцов керна, отобранных колонковым буром из скважины Г-3 на глубине 640-643 м, среднеюрские отложения представлены глиной зеленовато-серой, бурой, плотной, участками с тонкими до 2 мм прослоями песка. Песок дает в бензине вытяжку цвета крепкого чая.

По типу резервуара залежь относится к пластово-сводовой, водоплавающей, тектонически экранированной с востока нарушением F1.

2.5. Попутные поиски

В настоящее время гамма-каротаж является обязательным методом при комплексном изучении скважин.

Гамма-каротаж проводится в скважине до обсадки ее колоннами.

В соответствии с существующими требованиями объем работ по попутным поискам на участках Акатколь, Ракуша Южная, Карасай, Доссор Юго-Восточный, Жаршик, Кызылжар II должен быть следующим:

- гамма-каротаж (со 100% охватом запроектированного метража бурения) – 19200 м;
- контрольный (повторный) каротаж (с 10% охватом от общего метража бурения) - 1920 м;
- отбор проб воды для анализа урана и радия – по 3 пробы с каждой независимой скважины.

В разрезах проектных скважин аномалии повышенного фона радиации (с точки зрения массовых поисков урана) не ожидаются.

При бурении скважин необходимо вести попутно поиски пресных, минеральных и термальных вод, в случае обнаружения притоков какой-либо из перечисленных вод произвести анализы на соответствие ГОСТам.

При обработке керна необходимо обращать внимание на наличие признаков угля, горючих сланцев, строительных материалов и различных видов сырья.

Относительно повышенной радиоактивностью в разрезе скважин обладают глинистые, углефицированные породы юрско-триасовых отложений

2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

2.1 Природно-климатические условия

Климат района резко-континентальный с продолжительной холодной зимой, устойчивым снежным покровом и сравнительно коротким, умеренно жарким летом. Характерны большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, глубокое промерзание почвы, постоянно дующие ветры.

В условиях сухого резко континентального климата одним из основных факторов климатообразования является радиационный режим, формирующий температурный режим территории.

Интенсивность притока прямой солнечной радиации 154-158 ккал/см², которая увеличивает тепловую нагрузку в летний период на 15-20 градусов.

Наибольшая облачность отмечается в холодное полугодие, и это сказывается на продолжительности солнечного сияния зимой и составляет 5-6 часов в сутки, летом же составляет 11-12 часов. Этот регион относится к зоне ультрафиолетового комфорта.

Чрезмерный перегрев отмечается в течение 60-70 дней, когда температура воздуха превышает 33°C при безветрии или 36°C при скорости ветра более 5 м/сек. В особенно засушливые жаркие месяцы (с мая до первой декады сентября) температура воздуха на южных участках исследуемой территории достигает 43°C.

Безморозный период длится 170 дней. В начале октября возможны заморозки как в

воздухе, так и на почве.

Зима холодная продолжительностью 190 дней, отмечаются морозные погоды, когда температура воздуха опускается ниже -25°C при ветре более 6 м/сек. Эти условия образуют дискомфортность зимней погоды со значительным охлаждением в течение 4,5-5 месяцев. В особо холодные зимы температура опускается до -35°C , а иногда и до -40°C .

Минимальное количество осадков в сочетании с высокими температурами обуславливают атмосферные засухи, которые повторяются 3-4 раза в 10 лет.

Устойчивый снежный покров держится в течение 3-3,5 месяцев, причем высота снежного покрова различна на всех исследуемых участках.

В зимний период, который длится около 5 месяцев (ноябрь-март), особенности синоптических процессов способствуют формированию погод, создающих условия переохлаждения. Низкие температуры воздуха сочетаются с повышенными скоростями ветра. Преобладающее направление ветра северо-восточное, восточное и западное. Недостаточная увлажненность рассматриваемой территории проявляется не только в малом количестве выпадающих осадков, но и в низкой влажности воздуха. Относительная влажность воздуха в среднем за год колеблется в пределах 64-76 %.

Высокая инсоляция при таком незначительном увлажнении способствует формированию засушливых типов погоды, нередко переходящих в явления атмосферной засухи и суховеев.

Холодный период года отличается преобладанием антициклонального характера погоды. Доля зимних осадков составляет около 37 % годовой суммы, что увеличивает значение снежного покрова как фактора увлажнения почвы. Устойчивый снежный покров наблюдается в течение 140-160 дней, но отличается неравномерным залеганием. Наибольшая его средняя высота в защищенных местах может достигать до 30 см. Зимние оттепели иногда полностью сгоняют снег с выровненных участков, что при последующем понижении температуры воздуха может привести к промерзанию почвы более чем на 150 см.

Климат в рассматриваемом районе резко континентальный, что определяется, в первую очередь, географическим положением - внутриматериковым расположением территории и значительной удаленностью от океана.

Климат формируется под влиянием местных воздушных масс, образующихся непосредственно в пределах Казахстана, и экстерриториальных воздушных масс, являющихся одним из основных климатообразующих факторов.

Теплые атлантические воздушные массы почти не оказывают влияния на увлажнение территории, поскольку они поступают сюда значительно трансформированными.

Основными характерными чертами климата являются изобилие солнечного света и тепла, континентальность, засушливость, преобладание антициклональных условий в течение года, значительные амплитуды температуры воздуха, как в годовом цикле, так и в суточном, жесткий ветровой режим и дефицит осадков.

Континентальность по области увеличивается с северо-запада на юго-восток, территория в течение года подвергается как интенсивным холодным арктическим вторжениям, поступающим от западного отрога сибирского максимума, так и южным теплым воздействиям воздушных масс. Континентальность климата незначительно смягчается на прибрежной полосе под влиянием Каспийского моря.

Годовая амплитуда температуры воздуха равна $38,5-39,0^{\circ}\text{C}$. Зимой минимальная температура воздуха в среднем падает до $-27,4^{\circ}\text{C}$, а абсолютный минимум в отдельные годы достигает $-35-47^{\circ}\text{C}$. Абсолютная максимальная температура воздуха равна $+42,9^{\circ}\text{C}$. Абсолютная годовая амплитуда (разность между абсолютной максимальной и абсолютной минимальной температурами воздуха) составляет $83-87^{\circ}\text{C}$. Период со средней суточной температурой воздуха выше 0°C длится 209-230 дней. Продолжительность безморозного периода 4-5 месяцев.

Таблица 2.1.1- Средняя относительная температура воздуха, T°С

Годы	Месяцы												Среднегодовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Метеостанция Макат													
2019	-6.6	-5.0	4.3	11.3	21.9	27.4	27.7	23.6	16.1	11.3	-2.5	-1.7	10.7
2020	-2.4	0.2	5.9	10.3	20.6	27.5	30.4	23.9	17.6	10.0	0.3	-6.9	11.5
2021	-5	-9	-										
Метеостанция Сагиз													
2019	-8.9	-8.2	3.0	9.7	19.8	25.9	26.8	21.6	14.1	9.6	-4.1	-3.5	8.8
2020	-3.8	-1.7	4.8	9.4	19.5	25.7	28.9	22.6	15.9	8.3	-3.8	-13.3	12.4
2021	-5	-4,3											

Влажность воздуха. С ростом температуры воздуха относительная влажность уменьшается. Наиболее высокой относительная влажность бывает в холодное время года. Средние месячные значения ее в это время года составляют 35-89%. В период с апреля по октябрь значения относительной влажности колеблются в пределах от 49-67%.

Таблица 1.1.2 – Средняя относительная влажность воздуха, %

Таблица 1.1.2 Средняя относительная влажность воздуха, %														
Годы	Месяцы												Среднегодовая	
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII		
Метеостанция Макат														
2019	75	81	80	52	49	35	30	26	35	65	76	87	71	
2020	89	85	81	49	43	37	31	24	35	67	71	90	75	
2021	80	78												
Метеостанция Сагиз														
2019	90	81	88	42	35	44	38	31	46	75	76	87	70	
2020	88	88	83	57	50	41	34	28	44	69	85	88	60	
2021	79	83												

Атмосферные осадки. Годовое количество осадков по метеостанции Макат колеблется от 25 мм до 121 мм. Максимум осадков приходится на летний период года.

Таблица 1.1.3 – Количество осадков по данным м/с Макат и Сагиз

Таблица 1.1.3 – Количество осадков по данным МС Макат и Сагиз													
Годы	Месяцы												Среднегодовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Метеостанция Макат													
2019	3,7	5,6	6	14	0,1	4,4	27	2,4	4,9	2,1	4,2	19	24
2020	2,9	8,3	9	8,5	3	2	0,3	2,0	2,6	9,2	1	2,3	25
2021	2,8	1,5											
Метеостанция Сагиз													
2019	1	14	8	15	10	3	29	22	2	10	3	15	131
2020	12	6	12	23	27	13	6	9	6	2	6	7	129
2021	3,4	5,2											

Ветер. Зима холодная, малоснежная и продолжительная с метелями. Среднегодовая скорость ветра колеблется от 4,8 м/с до 5,0 м/с. (М/с Макат). Среднегодовая скорость ветра колеблется от 3,7 м/с до 4,2 м/с. (М/с Сагиз).

Наибольшую повторяемость на данной территории имеют ветры восточного и юго-восточного направления.

Таблица 1.1.4 – Средняя скорость ветра м/с Макат и Сагиз

Таблица 1.1.1 Средний скорости ветра м/с Макат и Сагыз													
Годы	Месяцы												Среднегодовая
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
Метеостанция Макат													
2019	4,5	5,0	6,7	5,9	5,9	4,8	4,5	4,5	4,7	5,3	4,8	5,3	4,8
2020	4,5	5,0	6,7	5,9	5,8	4,6	5,4	4,6	4,8	4,8	2,6	5,9	5,2

2021	4,4	5,3											
Метеостанция Сагиз													
2019	4,0	3,9	3,9	4,1	4,5	3,9	3,5	3,8	3,7	4,4	4,1	4,5	3,9
2020	4,2	4,6	4,9	4,8	4,3	4,2	3,8	4,1	3,1	4,7	4,5	4,9	4,2
2021	4,3	3,1											

Атмосферные явления. Число дней в году с пыльной бурей в исследуемом 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 году составляет около 22. Гроза регистрируется в среднем 8 дней в году.

Таблица 1.1.5 - Метеорологическая характеристика

Характеристика		Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А		200
Коэффициент рельефа местности		1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, T ⁰ C		+26,4
Средняя минимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, T ⁰ C		-6,2
Среднегодовая роза ветров, %:		
	С	10
	СВ	12
	В	24
	ЮВ	14
	Ю	7
	ЮЗ	9
	З	13
	СЗ	11
Скорость ветра (U*) по средним многолетним данным, повторяемость превышения которой составляет 5%, м/с		10

2.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Производственный экологический контроль на объектах предприятия, включал в себя наблюдение за состоянием компонентов окружающей среды в районе расположения месторождения.

Производственный мониторинг эмиссий в соответствии с программой производственного экологического контроля включал в себя контроль отходящих газов на источниках выбросов на предмет соответствия нормативам предельно допустимых выбросов.

Очистные сооружения на вахтовом поселке отсутствуют.

Сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору №S-HSE-.18-22 с ТОО «ZapKazSeervice». Сброс воды в поверхностные, подземные воды и на рельеф местности не планируется. В связи с тем, что вывоз сточных вод будет осуществляться подрядной организацией, очистка и повторное использование ТОО «5А Ойл» не планируется. Приложение-2

В атмосферном воздухе определялось содержание таких компонентов как: оксида азота, оксида углерода, углеводороды, сажа, диоксида серы, сероводорода.

Измерение концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в фиксированных точках сопровождалось определением метеорологических характеристик воздушной среды (температура, скорость и направление ветра, влажность, давление).

Производственный контроль осуществляется на основе измерений и на основе расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

Все инструментальные измерения и лабораторные исследования проводились специалистами ТОО «ЦентрЭксперт Групп», совместно с ТОО «НИИ «Батысэкопрект».

Испытательная лаборатория ТОО «ЦентрЭксперт Групп» аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям СТ РК ИСО/МЭК 17025-2007 (аттестат аккредитации № KZ.T.05.1474 от «24» октября 2019г.).

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопрект» аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям СТ РК ИСО/МЭК 17025-2007 (аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от «07» августа 2020г.).

Согласно проведенному производственному экологическому контролю, на границах СЗЗ каждого месторождения (Акатколь, Карасай, Кызылжар II, Жаршик, Доссор Юго-Восточный, Ракуша Южная) в сравнении фактических концентраций и гигиенических нормативов **превышения предельно допустимых концентраций не обнаружено** (таблица 2.2.1).

По проведенному анализу лабораторных исследований на границе санитарно-защитной зоны концентрации загрязняющих веществ атмосферного воздуха не превышали допустимые нормы.

Таблица 2.2.1 – Мониторинг воздействия на границе СЗЗ

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
Структура Акатколь (граница СЗЗ)					
Наветренная	Азот диоксид	0,2	0,044	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,035	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,033	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,05	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,023	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,036	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0005	Не превышает	
Подветренная	Азот диоксид	0,2	0,065	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,046	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,052	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,12	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,032	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,025	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0009	Не превышает	
Структура Карасай (граница СЗЗ)					
Наветренная	Азот диоксид	0,2	0,049	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,035	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	1,30	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	0,016	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,065	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,022	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0004	Не превышает	
Подветренная	Азот диоксид	0,2	0,053	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,031	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	1,38	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	0,022	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,078	Не превышает	

	Пыль (неорганическая)	0,3	0,015	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0002	Не превышает	
Структура Кызылжар II (граница СЗЗ)					
Наветренная	Азот диоксид	0,2	0,054	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,041	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,029	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,21	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,025	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,038	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0007	Не превышает	
Подветренная	Азот диоксид	0,2	0,039	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,035	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,046	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,06	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,019	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,053	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0005	Не превышает	
Структура Жаршик (граница СЗЗ)					
Наветренная	Азот диоксид	0,2	0,054	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,039	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,015	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,21	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,025	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,031	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0002	Не превышает	
Подветренная	Азот диоксид	0,2	0,058	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,042	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,043	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,89	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,066	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,058	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0005	Не превышает	
Структура Доссор Юго-Восточный (граница СЗЗ)					
Наветренная	Азот диоксид	0,2	0,040	Не превышает	

	Азота оксид	0,4	0,039	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,031	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,19	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,042	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,045	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0003	Не превышает	
Подветренная	Азот диоксид	0,2	0,043	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,039	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,034	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,23	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,041	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,046	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0001	Не превышает	
Структура Ракуша Южная (граница СЗЗ)					
Наветренная	Азот диоксид	0,2	0,046	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,033	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,053	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,75	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,049	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,058	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,00012	Не превышает	
Подветренная	Азот диоксид	0,2	0,037	Не превышает	
	Азота оксид	0,4	0,038	Не превышает	
	Сера диоксид	0,5	0,041	Не превышает	
	Углерода оксид	5,0	1,63	Не превышает	
	Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,0	0,040	Не превышает	
	Пыль (неорганическая)	0,3	0,062	Не превышает	
	Сероводород	0,008	0,0003	Не превышает	

2.3 Поверхностные и подземные воды

Территория района работ бедна приточными водами. Водные ресурсы района ограничены и представлены поверхностными и подземными водами. Территорию района пересекает река Эмба.

Длина реки Эмба— 712 км (в половодье), площадь бассейна — 40400 км². Истоки на западных склонах Мугоджар, течёт по Подуральскому плато и Прикаспийской низменности. Теряется среди солёных приморских болот (соров), в полноводные годы дотекает до Каспийского моря. Питание преимущественно снеговое. Основной сток в апреле — мае, в остальное время года часто пересыхает, разбиваясь на отдельные плёсы. Вода сильно минерализована: в верховье от 150—200 мг/л весной до 800 мг/л летом; в нижнем течении 1500—2000 мг/л весной и 3000—5000 мг/л летом. Главные притоки, течение которых также сезонно.

В среднем и нижнем течении Эмбы осуществляется добыча нефти и газа (Северо-Эмбинская нефтегазоносная область, Южно-Эмбинская нефтегазоносная область, Восточно-Эмбинская нефтегазоносная область).

Бассейн Эмбы расположен в области степей и полупустынь. В своей верхней части он представляет расчлененное эрозией меловое плато, в нижней — река протекает в Прикаспийской низменности, имеющей едва заметный уклон к морю. Питание её происходит почти исключительно за счет таяния снега. Весной она многоводна, а летом представляет ряд разобщенных плесовых участков со стоячей водой. Воды Эмбы в весеннее время содержат большое количество наносов. После дождей река несет совершенно мутную, грязновато-молочного цвета воду.

Отличительной чертой рассматриваемой территории является практически повсеместное скопление поверхностных вод во временных и периодически образующихся водотоках, называемых «сорами». Соры представляют собой низинные участки, в которых вода скапливается во время дождей, после чего испаряется, оставляя грязевые равнины, солончаки или засоленные участки. Эти элементы гидрографии достигают более 5 км в длину и 2 км в ширину.

Источниками происхождения этой воды являются атмосферные осадки, а также подземные воды верхнего горизонта, поступающие сюда с восточной части территории и разгружающиеся здесь в пределах периферии новокаспийской равнины. В весенний период, когда атмосферные осадки максимальны и происходит подъем уровня грунтовых вод, уровень воды в сорах поднимается. При спаде уровня подземных вод, естественно снижается и уровень воды в сорах.

Атмосферные осадки. Режим выпадения осадков в значительной мере зависит от взаимодействия различных по происхождению воздушных масс с рельефом побережья Каспийского моря.

Наибольшее количество осадков выпадает в летние месяцы. Максимум осадков в этой части моря отмечается в июне-сентябре (15-17 мм в месяц). Минимальным количеством осадков характеризуется январь - февраль (около 10 мм в месяц).

В осенне-зимний период преобладают, преимущественно, осадки обложного характера. Максимальная продолжительность непрерывных дождей составляет от пяти до семи суток зимой и 1-2 суток - летом. Общая продолжительность осадков за год составляет в среднем около 15 суток.

Самым крупным водным объектом исследуемой территории является Каспийское море, вдоль береговой линии, которого проходит юго-западная граница блока «Е». Проектируемые скважины расположены на расстоянии более 10 км от морского побережья, и на расстоянии более 2-х км зоны подтопления нагонными водами.

Река Эмба протекает в 25 км юго-восточнее границ структуры Жаршик.

В пределах водоохранных зон строительства каких-либо объектов, по проекту разведочных работ, не предусматривается.

Блоки А и Е расположены за пределами водоохранных зон рек Жем, Сагиз, Уил и Каспийского моря установленных постановлением акимата Атырауской области от 26.04.2023 г. №153 «Об установлении водоохранных зон и полос рек Жем, Сагиз, Уил в пределах Атырауской области» и постановлением акимата Атырауской области от 12.04.2012г. №99 «Об установлении водоохранных зон и полос в Атырауской части Каспийского моря».

Расстояние от крайней проектируемой скважины Ж-4 до Каспийского моря – 34км.

Подземные воды

Разведочный блок А и Е расположен в пределах крупного и сложного по своему строению Прикаспийского артезианского бассейна. В нем, с учетом гидродинамических особенностей пластовой водонапорной системы выделяется два гидрогеологических этажа: нижний, приуроченный к докунгурскому (подсолевому), и верхний – к послекунгурскому (надсолевому) комплексам. Разделяют их регионально развитая водоупорная соленосная толща кунгурского яруса.

Областями питания надсолевого гидрогеологического этажа являются южные отроги Общего Сырта, предгорья Южного Урала и Мугоджары, где отложения пермотриаса и мезозоя выходят на поверхность (абсолютные отметки 200 – 350 м). Напорные уровни, созданные в областях питания, определяют юго-западное и западное направление движения подземных вод в сторону северо-восточной части акватории Каспийского моря. В районе Тенгиза и Каратонского прогиба наблюдается нарастание мощностей мезозойских отложений. Здесь предполагается распространение седиментационных вод, которые при элизионном режиме направляются к крутым бортам прогибов. Зона встречи инфильтрационного и элизионного потоков является благоприятной для формирования, размещения и сохранения нефтяных и газовых залежей. В ее пределах окислительная природная обстановка в водоносных комплексах при водонапорном режиме сменяется восстановительной, характерной для условий затрудненного водообмена.

По мере продвижения от северных и восточных областей питания, подземные воды мезозоя вступают в область развития солянокупольной тектоники. Здесь поток встречает на своем пути многочисленные препятствия в виде соляных куполов и связанных с ними сбросов и грабенов. В результате по всей площади распространения подземного потока водовмещающие отложения прорываются многочисленными водоупорными островами различного размера, иногда соединяющиеся друг с другом соляными перешейками.

Отличительными чертами гидрогеологических условий рассматриваемого района являются: его многоярусность и выдержанность водоносных горизонтов и комплексов по простиранию, наличие сложной солянокупольной тектоники, преобладание в разрезе глинистых и мергелистых слабопроницаемых пород, наличие штоков каменной соли, сравнительно близко подходящих к дневной поверхности.

Эти факторы, наряду с засушливым климатом, слабой естественной дренированностью и отсутствием постоянно действующих водотоков обусловили преимущественное формирование высокоминерализованных подземных вод.

По условиям формирования и залегания подземные воды рассматриваемой территории делятся на две гидродинамические зоны. Верхняя зона характеризуется распространением безнапорных грунтовых вод со свободной поверхностью или слабо напорных подземных вод. К ним относятся водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к четвертичным отложениям.

Нижняя зона распространения напорных вод всюду перекрыта мощной мергельно-глинистой водонепроницаемой толщей турон – нижнемиоценовых отложений. К этой зоне приурочены водоносные комплексы и горизонты альб-сеноманских, аптских, неокомских, юрских, триасовых и более древних отложений.

2.4 Охрана недр

Согласно Закону Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» № 291-IV ЗРК от 24.06.2010 г, 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, обладают некоторыми характерными особенностями, определяющими специфику оценки возможного ее изменения, это: достаточная инерционность системы, необратимость процессов, вызванных внешним воздействием, низкая способность к самовосстановлению (по сравнению с некоторыми биологическими компонентами). Необходимо отметить такую характерную особенность геологической среды, как полихронность, т.е. разная по времени динамика формирования компонентов. Например, породная компонента, сформировавшаяся в течение сотен тысяч миллионов лет, находится в равновесии с окружающей средой, а газовая компонента более динамична.

Загрязнение недр и их нерациональное использование отрицательно отражается на состоянии и качестве поверхностных и подземных вод, почвы, растительности и так далее. Становится очевидным, что основной объем наиболее опасных сточных вод и других отходов приходится на долю нефтегазодобывающих предприятий.

Основными требованиями к обеспечению экологической устойчивости геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазового месторождения являются разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленных на охрану недр.

Охрана недр предусматривает осуществление комплекса мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи природных ресурсов, направленных на рациональное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и разрушения нефтесодержащих пород.

Основной задачей мероприятий по охране недр в нефтегазодобывающей отрасли является обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального извлечения запасов нефти и газа, а также других сопутствующих полезных ископаемых при минимальных затратах.

Использование пространства недр в рамках проекта не запланировано.

Недропользователь 5A OIL (5A OIL) на участке недр, ограниченным Геологическим отводом от 02.09.2021г., осуществляет деятельность по разведке Углеводородов согласно Контракту №1117 на проведение Разведки и Добычи Углеводородного сырья от 04.03.2003г.

*Согласно статьям 249 и 250 главы 33 Кодекса о недрах и недропользования **Территории для использования пространства недр** предусматривает пользование участком недр, не содержащим месторождение полезных ископаемых или содержащим малозначительные ресурсы полезных ископаемых, не являющихся общераспространенными полезными ископаемыми и предусматривают следующие подвиды операций:*

1) размещение и эксплуатация подземных хранилищ нефти и газа, газо- и нефтепродуктов на глубине ниже пяти метров от земной поверхности;

2) размещение и (или) эксплуатация подземных мест (сооружений) для хранения или захоронения твердых, жидких и радиоактивных отходов, вредных ядовитых веществ, сброса (закачки) сточных, промышленных и технических вод в недра;

3) закачка воды в недра для искусственного восполнения запасов подземных вод, в том числе строительство и (или) эксплуатация предназначенных для этих целей подземных сооружений;

4) размещение и (или) эксплуатация объектов размещения техногенных минеральных образований горнодобывающего и (или) горно-обогатительного производств.

*Так как виды операций, планируемых на контрактной территории 5A OIL (5A OIL), не попадают под виды деятельности, указанные в вышеперечисленных статьях 249 и 250 главы 33 Кодекса, **пространство недр не будет использоваться указанными способами, следовательно, нет необходимости давать характеристику.** Приложение-2*

2.5 Растительный и животный мир

Растительный мир. Растительность области развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почв. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария.

Видовой состав пастбищ в основном представлен двумя жизненными формами: травянистыми растениями и полукустарниками.

В северо-западной части района по равнине на бурых почвах различного механического состава и степени засоления, а также на солонцах пустынно-степных формируются белоземельнополынные пастбища. Встречаются как самостоятельными контурами, так и в комплексе с чернополынно - солянковыми, кокпеково - чернополынными, еркеково – серополынно - мятликовыми пастбищами. Группа белоземельнополынных пастбищ представлена белоземельнополынным, белоземельнополынно-злаковым, белоземельнополынно-солянковым типами.

Кроме полыни белоземельной в травостое характерны длительновегетирующие дерновые злаки (тырса, ковылок, тонконог, еркек, житняк), солянки (изень, камфоросма, климакоптера супротивнолистная, эхинопсилон). В ранневесеннюю пору наблюдается массовое произрастание мятлика луковичного, костра кровельного, мортука восточного, бурачка пустынного.

Небольшими пятнами по межбугровым понижениям формируются эфемеровые (Косте кровельный) и разнотравные (тысячелистник мелкоцветковый, сирения стручковая, василек красивый) типы пастбищных угодий.

Незначительное распространение получили биюргуновые, лерхианово-полынные, еркековые пастбища. Формируются по понижениям, пологосклоновым буграм. Субдоминирует костер кровельный, кияк, шагыр. Данные пастбища самостоятельных массивов не образуют, встречаются в комплексе друг с другом, а также с шагыровыми, кияковыми, жузгуновыми типами пастбищных угодий.

На пастбищных угодьях наблюдается общая тенденция к депрессии растительного покрова под влиянием интенсивного использования. Постоянный бессистемный выпас скота вблизи зимовок, источников водопоя значительно ухудшает кормовые качества пастбищ, резко снижает их продуктивность, приводит к засорению вредными и непоедаемыми, а также ядовитыми травами (адраспан, молочай). По понижениям приморской равнины на аллювиально-луговых почвах формируются солянковые (солянка натронная, сведа высокая, солянка Паульсена), кустарниковые. Встречаются в комплексе друг с другом. Группа кустарниковых пастбищ представлена тамарисково - ажрековым, тамарисково - солянковым и тамарисково - полынным типами.

Кормовые, сорные, вредные и ядовитые растения:

- Вейник наземный – акбатаук,
- Волоснец гигантский – кияк,
- Ковыль волосатик – тырса, калкан, седец, сазан боз,
- Ковыль Иоанна – кумыздык бош,
- Ковыль Лессинга – бегете боз,
- Костер кровельный – таракбоз, аркаган,
- Мятлик луковичный – конурбас,
- Мортук восточный,
- Овсяница бороздчатая - типчак, бегете,
- Пырей ветвистый – вострец,
- Пырей ползучий – жантак,
- Пырей пустынный – житняк,
- Пырей ломкий – кумеркек,
- Тростник обыкновенный – камыс, курак,

- Ежовник солончаковый – биюргун,
- Кумарчик песчаный,
- Лебеда татарская – алабота,
- Рогач песчаный – эбелек,
- Сарсазан шишковатый – тентек соранг,
- Сведа высокая – кара шора,
- Солерес европейский – кызыл сорат,
- Солянка Паульсена – канбак,
- Солянка натронная,
- Гребенщик многоветвистый – тамариск,
- Гелиотроп аргузиевый.

Краснокнижные виды

- Водяной орех – чилим,
- Лотос орехоносный,
- Дрема астраханская.

Животный мир

Животный мир территории достаточно разнообразен – здесь имеется свыше 40 видов млекопитающих, 50 видов птиц, 14 видов земноводных и пресмыкающихся, и это без учета обитателей водных и околоводных биотопов, которые могут сезонно или с какой-либо другой периодичностью (например, в многоводные годы), или спорадически пользоваться ресурсами территории, а также ряда синантропных видов.

Млекопитающие. Отряд насекомоядные.

Семейство ежи, род ежи – ушастый еж – обитатель глинистых и песчаных полупустынь и пустынь. Обитает в норах. Питается жуками, саранчовыми, мелкими насекомыми. Обычен на данной территории. Семейство землеройки, род белозубки – Малая белозубка – обитатель пустынных и культурных ландшафтов. Гнездится в траве, углублениях почвы, норах мелких грызунов. Активна в теплое время года. Питается насекомыми. Обычна.

Отряд рукокрылые

Семейство обыкновенные летучие мыши представлено родами: ночницы (усатая ночница), вечерницы (рыжая вечерница), кожаны (двухцветный кожан). Виды тяготеют к постройкам человека, различным убежищам. Размножаются в мае-июне. Питаются жуками, бабочками, комарами. Двухцветный кожан малочислен, улетает на зимовку. Другие виды обычные, оседлые.

Отряд зайцеобразные

Семейство зайцы и кролики, род зайцы представлен зайцем русаком и зайцем песчаником (толаем) – обычными видами. Толай предпочитает бугристые пески с зарослями саксаула.

Отряд грызуны

Семейство беличьи, род суслики

Суслик песчаник обитает в бугристых песках с травянистой и кустарниковой растительностью, в полынно-солянковых и эфемеровых пустынях. Обычен.

Малый суслик выбирает открытые глинисто-солонцеватые участки с преобладанием полыней, целинные участки полупустынь, небольшие пашни, обочины дороги и т. п. Норы до 2 м. глубины. Активен с марта, в спячку впадает в июне-июле, иногда позже. Обычен.

Один из главнейших носителей чумы в природе Семейство мышовки, род мышовки – Степная мышовка - обитатель полупустынь и пустынь. Живет в норах других животных. Зиму проводит в спячку. Обычна.

Семейство тушканчики представлено родами: земляные зайцы, земляные зайчики, емуранчики, мохноногие тушканчики. Все виды – обычные обитатели северных пустынь, полупустынь.

- Тарбаганчик населяет преимущественно солонцы, солончаки; пища ликовицы, семена, зеленые части растений, норы строит в плотных грунтах, размножается с весны до середины лета.

- Мохноногие тушканчик населяет незакрепленные и слабозакрепленные пески. На рассматриваемой территории тушканчики впадают в зимнюю спячку в норах. Семейство хомякообразные, подсемейство хомяки.

Род хомячок Эверсмана, вид хомяк Эверсмана придерживается солончаковых участков, живет в песках, закрепленных растительностью, по окраинам полей. С октября впадает в спячку в норах.

Род серый хомячок, вид серый хомячок заселяет пески, сельскохозяйственные угодья. В зимнюю спячку не впадает, живет в норах. Питаются растительными и животным кормом (жуки, саранчовые, муравьи и др.)

Род песчанки, гребенщикова песчанка населяет бугристые пески, уплотненные песчаные, глинистые, засоленные почвы. Размножаются с апреля по октябрь. Питается семенами, зелеными частями растений, зимой – корой кустарника. Носитель чумы.

Полуденная песчанка сходна по образу жизни и поведению. Носитель чумы. Род слепушонки, вид обыкновенная слепушонка в полупустыне и пустыне, обитает среди закрепленных песков, солонцов. На поверхность выходит очень редко, норы неглубокие. Питается подземными частями растений.

Род серая полевка, вид обыкновенная полевка предпочитает пониженные влажные места, заселяет селхозугодья, зимой встречается в жилищах человека. В спячку не впадает. Источник туляремии.

Род домовые мыши.

Домовая мышь обитает в самых разных ландшафтах, домах хозяйственных построек. Живет в норах глубиной 25-30 см. Может размножаться круглый год. Распространяет многие опасные болезни.

Род полевые и лесные мыши представлен полевой мышью, предпочитающей увлажненные места, селхозугодья и др.

Отряд хищные

Семейство собаки представлено родами; волки и собаки, лисицы. Виды обычны, могут распространять опасные болезни. Семейство куньи, род ласки и хорьки представлен степным хорем. Степной хорь – обитатель пустынь, преимущественно непесчаных, полей. Использует норы других животных. Молодняк появляется в апреле-мае. Питается мелкими млекопитающими, иногда птицами, пресмыкающимися, насекомыми.

Отряд парнокопытные

Семейство свиньи, род кабаны, вид кабан. На территорию заходит в пески и саксаульники, особенно в годы больших снегопадов, заходит на поля; в многоводные годы ареал может расширяться. Семейство полорогие, род сайги, вид сайга – типичный обитатель рассматриваемой территории зимой; здесь район значительного сосредоточения животных, мигрирующих с северных летовок через территорию полигона Капустин Яр.

Животные, занесенные в Красную Книгу Республики Казахстан

Кожанок Бобринского. Редкая летучая мышь отряда рукокрылых. Мелкий зверёк, длина тела до 5 см, масса до 20 гр., в помёте всего один детёныш. Обитатель пустынь северного типа, ведёт ночной образ жизни, поселяется в строениях человека. Питается насекомыми.

Перевязка - редкий вид семейства куньих, живет оседло, активность круглогодичная. В помёте до 8 детёнышей. Численность колеблется в зависимости от основных объектов ее питания - сусликов и песчанок.

Согласно письму №06.01-OS-04-4/799 от 30.12.2021г от УПР Атырауской области на территории ТОО «5А ОЙЛ (5А ОЙЛ)» блоки А и Е (месторождений Акатколь, Карасай, Кызылжар II, Жаршик, Доссор Юго-Восточный, Ракуша Южная) **отсутствуют особо охраняемые природные территории и территории государственного лесного фонда.**

Приложение-2

2.6 Почвенный покров

Вследствие многообразия условий почвообразования почвенный покров области отличается большим разнообразием. Большая часть территории области расположена в пределах пустынной почвенно-климатической зоны.

Особенностью почвенного покрова является неоднородность и резко выраженная комплексность интразональных почв (пойменнолуговые, луговые засоленные, солонцы, солончаки). Солонцовые почвы широко распространены на территории и встречаются как сплошными массивами, так и в комплексе и сочетании с другими почвами. От общей площади сельхозугодий занимают более 44%. Луговые почвы занимают более 29%, вместе с пойменно-луговыми имеют важное значение в экономике района как высокопродуктивные сенокосы и пахотнопригодные земли. Бурые солонцеватые почвы занимают 14%, используются под пастбища. По отношению к другим типам почв болотные на территории района имеют очень небольшое распространение (1,9%), занимая днища бессточных и слабосточных понижений рельефа.

Все почвы обследованной территории отличаются малой гумусностью, относительно небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания. Анализ мелиоративного состояния орошаемых земель показывает большой процент засоленных почв и наличия солонцовых комплексов. Засоленной орошаемой пашни числится 2,7 тыс. га, в том числе 1,9 тыс. га в средней степени. Наличие солонцовых комплексов имеется на площади 3,4 тыс. га, в том числе 0,7 тыс. га свыше 50% содержания.

Почвенный покров территории расположения месторождения относится к зоне полупустынь с отсутствием постоянных водотоков. Здесь преобладают в основном сероземы, представленные полугидроморфными солонцами в сочетании солончаковыми разностями, сложенными песчано-глинистыми грунтами, залегающими на слоистых отложениях, и относятся к категории серовато-бурых, серовато-желтоватобурых почв и характеризуются как соленые и щелочные. Почвы в пределах исследованной территории являются малоплодородными и относятся к группе малопродуктивных. Почвенная карта представлена на рисунке 2.6.1.

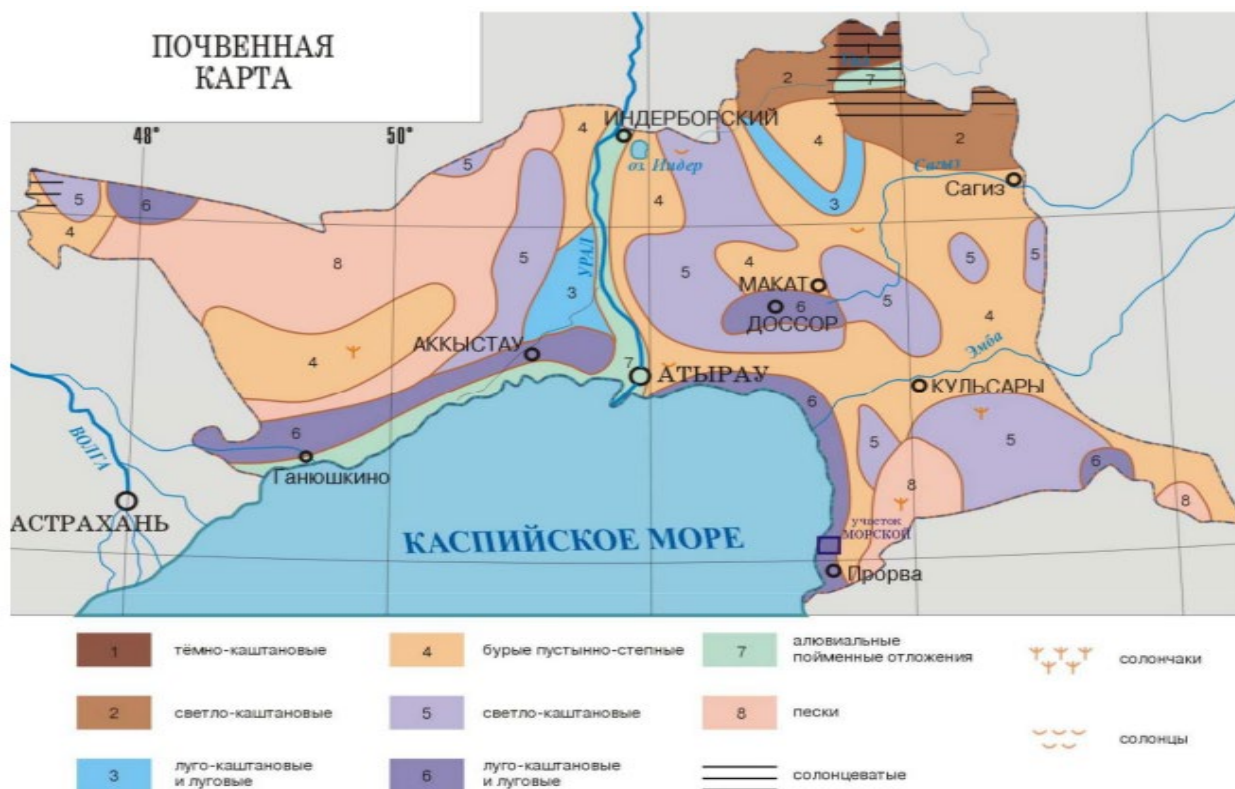


Рисунок 2.6.1 – Почвенная карта Атырауской области

Пустынная зона разделяется на подзоны северной пустыни с бурыми почвами и подзону южной пустыни с серо-бурими почвами. Северо-восточная часть области относится к пустынно-степной зоне со светло-каштановыми почвами.

Светло-каштановые почвы. Встречаются однородными массивами в комплексе с другими почвами на слаборасчлененных высоких водораздельных равнинах. Почвообразующими породами служат древнеаллювиальные, местами засоленные, отложения, преимущественно легкого механического состава. Для них характерна относительно небольшая мощность гумусового горизонта - 30-60 см.

В подтипе светло-каштановых почв выделяются обычные, карбонатные, карбонатносолончаковые, глубоковскипающие, солонцеватые, солончаковатые, солончаковые остаточного-карбонатные, слабодифференцированные, неполномалоразвитые почвы.

Лугово-светло-каштановые почвы. Луговые почвы занимают небольшие участки вдоль рек Уил, Куруил и их притоков. В луговых почвах развивается довольно густая злаково-разнотравная растительность. Для луговых почв характерна большая мощность гумусового горизонта, высокое содержание гумуса в верхней части профиля, наличие выделений полуторных окислов и оглеения. Наиболее распространены луговые карбонатные, солонцевато-солончаковатые, солончаковатые и слитые почвы.

Бурые почвы. Представляют собой автоморфный тип почв северной пустыни и являются самыми распространенными почвами области. Общим фоном почвообразования является солёность неоднородной по литологии толщи четвертичных морских отложений (хвалынских и послехвалынских, служащих непосредственно почвообразующими породами). Однородные массивы бурых почв встречаются чаще всего на песчаных равнинах и занимают поверхность высоких террас Урала и Багырлая. В части области (северовосточной, восточной и южной) бурые почвы встречаются в комплексе или сочетании с солонцами, солончаками и лугово-бурими почвами.

Морфолого-генетические особенности бурых почв заметно изменяются с севера на юг, проявляющиеся в усилении карбонатности и более высоком залегании горизонта солевых выделений. Верхний гумусовый горизонт бурых почв малосвязанный, бесструктурный, слабосолеватый, нередко с поверхностной корочкой. Гумус в профиле распределен более равномерно, без быстрого уменьшения с глубиной. Среди бурых пустынных почв области выделяются обычные, глубоковскипающие, солонцеватые, солонцевато-солончаковатые, солончаковатые, солончаковые, слабодифференцированные, неполномалоразвитые, смытые и дефлированные разности.

Лугово-бурые почвы. Встречаются на пойменных террасах дельты рек Урала, Уила, Эмбы и юго-восточной части прилесковой равнины Нарынских песков.

Лугово-бурые почвы характеризуются невысоким содержанием гумуса. Они формируются в хорошо выраженных понижениях и испытывают капиллярно-грунтовое и повышенное поверхностное увлажнение за счет стока местных вод.

Лугово-бурые пустынные почвы разделяются на обычные, солонцеватые, солонцевато-солончаковатые, солончаковатые и солончаковые.

Болотные почвы. Имеют незначительное распространение, занимая резко пониженные участки (дно пересыхающих озер и др.), испытывающие постоянное избыточное увлажнение. Избыточное увлажнение приводит к анаэробным условиям почвообразования и к накоплению в верхних горизонтах значительного количества органического вещества. Почва обычно оглеена, пронизана большим количеством полуразложившихся корней растений. Среди болотных почв выделяются незасолённые, засоленные, приморские разности.

Пойменные почвы. Формируются в поймах рек, периодически заливаемых во время паводков. Большие площади имеются в пойме р. Урал, незначительные - в поймах малых рек Уил, Эмба, Сагиз, Кайнар. Характерной особенностью является слоистость, с хорошо развитым дерновым горизонтом. В разрезе почвы имеются погребенные гумусовые горизонты. По условиям формирования различаются пойменные тугайные,

дерновослоистые, луговые обычные, луговые карбонатные, луговые солончаковатые, луговые солончаковые, луговые опустыненные, лугово-болотные, болотные почвы. Солонцы. Характеризуются широким развитием на древней дельте р. Урал, в междуречье Урал-Эмба, реже в междуречье Волга-Урал. Солонцы имеют столбчатую, столбчато-призматическую структуру. В поглощенном комплексе высокое содержание обменного натрия (до 40% и более). Выделяются солонцы автоморфные, полигидроморфные, гидроморфные и такыровидные засоленные почвы.

Солончаки. На территории области солончаки получили значительное распространение. Встречаются они в пустынной, в пустынно-степной зонах. Занимают они самые низкие и наименее дренированные поверхности, служащие очагами местного солесбора. Для них характерно высокое засоление. Выделяются солончаки типичные, луговые соровые и приморские

В рамках мониторинга почвенного покрова, пробы были отобраны на специально отведенных точках.

Мониторинг почвенного покрова для ТОО «5А ОИЛ (5А ОИЛ)» проводился ТОО «НИИ «Батысэкспресс». Аттестат аккредитации ИЦА №KZ.T.05.0903 от 07.08.2020г.

Согласно проведенному мониторингу в сравнении фактических результатов с установленными нормативами превышений не обнаружено (таблица 2.6.1).

По проведенному анализу лабораторных испытаний отобранных проб показали, что по всем структурам предприятие концентрации загрязняющих веществ не превышало допустимые нормы.

Таблица 2.6.1 мониторинг воздействия на почвенный покров

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимых концентраций (мг/кг)	Фактическая концентрация (мг/кг)	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
структура Акатколь					
СЭП №1	нефтепродукты	1000	0,05	Не превышает	
	медь	23	3,14	Не превышает	
	цинк	110	16,32	Не превышает	
	свинец	32	8,56	Не превышает	
	кадмий	5	0,78	Не превышает	
СЭП №2	нефтепродукты	1000	0,07	Не превышает	
	медь	23	3,35	Не превышает	
	цинк	110	17,11	Не превышает	
	свинец	32	8,77	Не превышает	
	кадмий	5	1,10	Не превышает	
структура Карасай					
СЭП №1	нефтепродукты	1000	0,04	Не превышает	
	медь	23	3,28	Не превышает	
	цинк	110	17,29	Не превышает	
	свинец	32	7,96	Не превышает	
	кадмий	5	0,85	Не превышает	
Структура Кызылжар II					
СЭП №1	нефтепродукты	1000	0,05	Не превышает	
	медь	23	2,88	Не превышает	
	цинк	110	16,63	Не превышает	
	свинец	32	7,84	Не превышает	
	кадмий	5	0,79	Не превышает	
СЭП №	нефтепродукты	1000	0,06	Не превышает	
	медь	23	3,07	Не превышает	
	цинк	110	17,44	Не превышает	
	свинец	32	6,91	Не превышает	

	кадмий	5	0,86	Не превышает	
СЭП №3	нефтепродукты	1000	0,03	Не превышает	
	медь	23	2,92	Не превышает	
	цинк	110	16,25	Не превышает	
	свинец	32	7,14	Не превышает	
	кадмий	5	0,69	Не превышает	
структура Жарщик					
СЭП №1	нефтепродукты	1000	0,04	Не превышает	
	медь	23	3,16	Не превышает	
	цинк	110	17,11	Не превышает	
	свинец	32	7,65	Не превышает	
	кадмий	5	0,74	Не превышает	
СЭП №2	нефтепродукты	1000	0,06	Не превышает	
	медь	23	3,27	Не превышает	
	цинк	110	17,18	Не превышает	
	свинец	32	6,87	Не превышает	
	кадмий	5	0,82	Не превышает	
СЭП №3	нефтепродукты	1000	0,05	Не превышает	
	медь	23	2,75	Не превышает	
	цинк	110	16,92	Не превышает	
	свинец	32	7,38	Не превышает	
	кадмий	5	0,76	Не превышает	
СЭП №4	нефтепродукты	1000	0,07	Не превышает	
	медь	23	2,83	Не превышает	
	цинк	110	16,84	Не превышает	
	свинец	32	7,41	Не превышает	
	кадмий	5	0,88	Не превышает	
СЭП №5	нефтепродукты	1000	0,06	Не превышает	
	медь	23	3,47	Не превышает	
	цинк	110	17,14	Не превышает	
	свинец	32	8,21	Не превышает	
	кадмий	5	0,64	Не превышает	
структура Доссор Юго-Восточный					
СЭП №1	нефтепродукты	1000	0,05	Не превышает	

	медь	23	3,37	Не превышает	
	цинк	110	18,16	Не превышает	
	свинец	32	7,18	Не превышает	
	кадмий	5	0,76	Не превышает	
СЭП №2	нефтепродукты	1000	0,06	Не превышает	
	медь	23	3,42	Не превышает	
	цинк	110	17,73	Не превышает	
	свинец	32	6,98	Не превышает	
	кадмий	5	0,87	Не превышает	
структура Ракуша Южная					
СЭП №1	нефтепродукты	1000	0,07	Не превышает	
	медь	23	3,45	Не превышает	
	цинк	110	16,68	Не превышает	
	свинец	32	8,11	Не превышает	
	кадмий	5	0,96	Не превышает	

2.7 Радиационная обстановка

Согласно Закону Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» основными принципами обеспечения радиационной безопасности являются:

- принцип нормирования – не превышение допустимых пределов индивидуальных доз облучения граждан от всех источников ионизирующего излучения;
- принцип обоснования – запрещение всех видов деятельности по использованию источников ионизирующего излучения, при которых полученная для человека и общества польза не превышает риск возможного вреда, причиненного дополнительным к естественному радиационному фону облучением;
- принцип оптимизации – поддержание на возможно низком и достижимом уровне с учетом экономических и социальных факторов индивидуальных доз облучения и числа облучаемых лиц при использовании любого источника ионизирующего излучения;
- принцип аварийной оптимизации – форма, масштаб и длительность принятия мер в чрезвычайных (аварийных) ситуациях должны быть оптимизированы так, чтобы реальная польза уменьшения вреда здоровью человека была максимально больше ущерба, связанного с ущербом от осуществления вмешательства.

Согласно Гигиеническому нормативу Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности" Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 декабря 2020 года № 21822 в производственных условиях для защиты от природного облучения предусмотрены следующие нормы:

Эффективная доза облучения, природными источниками излучения всех работников, включая персонал, в производственных условиях не должна превышать 5 мЗв в год. Средние значения радиационных факторов в течение года, соответствующие при монофакторном воздействии эффективной дозе 5 мЗв за год при продолжительности работы 2000 час/год, средней скорости дыхания 1,2 м³/час, составляют:

- мощность эффективной дозы гамма-излучения на рабочем месте – 2,5 мкЗв/час;
- удельная активность в производственной пыли урана – 238, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 40/f, кБк/кг, где, f – среднегодовая общая запыленность в зоне дыхания, мг/м³;
- удельная активность в производственной пыли тория – 232, находящегося в радиоактивном равновесии с членами своего ряда – 27/f, кБк/кг.

Радиационная безопасность обеспечивается:

- проведением комплекса мер правового, организационного, инженерно-технического, санитарно-гигиенического, профилактического, воспитательного, общеобразовательного и информационного характера;
- реализацией государственными органами Республики Казахстан, общественными объединениями, физическими и юридическими лицами мероприятий по соблюдению норм и правил в области радиационной безопасности;
- осуществлением радиационного мониторинга на всей территории республики;
- реализацией программ качественного обеспечения радиационной безопасности на всех уровнях осуществления практической деятельности с источниками ионизирующего излучения.

Сведения по радиационному мониторингу

Все виды работ, связанные с радиационным мониторингом, выполняются в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Республики Казахстан, При осуществлении радиационного мониторинга сторонними организациями, необходимо наличие у сторонней организации соответствующей лицензии в области использования атомной энергии.

Радиационный мониторинг для TOO «5A OIL (5 A Ойл)» проводился TOO «НИИ «Батысэкспрект». Аттестат аккредитации НЦА №KZ.T.05.0903 от 07.08.2020г.

Согласно проведенному мониторингу в сравнении фактических результатов с установленными нормативами **превышений не обнаружено** (таблица 2.7.1).

Проведенный анализ радиометрических измерений показал, что на территории предприятия радиационный фон в пределах нормы, что свидетельствует о не превышении природного радиационного фона.

Таблица 2.7.1 Радиационный мониторинг

Наименование источников воздействия	Установленный норматив микрозиверт в час (мкЗв/час)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/час)	Превышение нормативов "Санитарноэпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности", кратность	Мероприятия по устранению нарушения (с указанием сроков)
1	2	3	4	5
структура Акатколь				
СЭП №1	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,11	Не превышает	
СЭП №2	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,10	Не превышает	
структура Карасай				
СЭП №1	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,12	Не превышает	
Структура Кызылжар II				
СЭП №1	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,10	Не превышает	
СЭП №2	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,09	Не превышает	
СЭП №3	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,11	Не превышает	
структура Жарщик				
СЭП №1	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,11	Не превышает	
СЭП №2	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,10	Не превышает	

СЭП №3	мощность эквивалентной дозы	0,08	Не превышает	
	гамма-излучения		Не превышает	
СЭП №4	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,10	Не превышает	
СЭП №5	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,12	Не превышает	
структура Доссор Юго-Восточный				
СЭП №1	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,08	Не превышает	
СЭП №2	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,10	Не превышает	
структура Ракуша Южная				
СЭП №1	мощность эквивалентной дозы гамма-излучения	0,11	Не превышает	

3 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПЛАНИРУЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.

3.1 Планируемые работы

В настоящей работе проектируется бурение 14 скважин в 2022-2023 гг (таблица 5.1.2).

Работы методом субатомной технологии и переобработка и переинтерпретация данных 3Д закладываются на 2022 гг.

По календарному плану на монтаж буровой вышки, бурение скважин, испытание перспективных объектов, демонтаж и переброску вышки отводится максимально 110 дней.

Основной целью постановки работ является дальнейшее геологическое изучение площади и выявление залежей нефти и газа.

Проектируемыми работами должны быть решены следующие задачи:

- выявление залежей нефти и газа;
- изучение литолого-фациальных особенностей продуктивных толщ и покрышек, коллекторских свойств, гидродинамических и других характеристик пластов;
- оперативный подсчет запасов нефти и газа выявленных залежей.

Таблица 3.1.1 - Географические координаты скважин

№ скважины	Широта	Долгота
Акатколь-1	53° 0' 24,5376"	47° 7' 58,7964"
Акатколь-2	53° 8' 35,8584"	47° 4' 22,4796"
КАР-1	55° 0' 22,014072"	47° 41' 52,298484"
РАКЮ-1	52° 43' 26,3388"	47° 1' 56,1828"
ДОСЮВ-1	53° 6' 37,534788"	47° 27' 48,559284"
ДОСЮВ-2	53° 5' 9,012588"	47° 28' 11,58996"
КЗП-1	53° 28' 29,306136"	47° 10' 59,713212"
КЗП-2	53° 32' 11,045256"	47° 12' 55,700856"
КЗП-3	53° 31' 39,414144"	47° 11' 0,419712"
Ж-1	53° 0' 58,097448"	46° 56' 33,410796"
Ж-2	53° 2' 44,00322"	46° 56' 7,136484"
Ж-3	53° 0' 53,352756"	46° 55' 29,99568"
Ж-4	52° 59' 8,284416"	46° 55' 2,026452"
Ж-5	53° 0' 14,891184"	46° 56' 35,465604"

Таблица 3.1.2- Календарный график бурения проектных скважин на контрактной территории

Виды работ	Объемы	Сроки бурения	
		начало	конец
Акатколь			
Акатколь-1	1700	2022г	2022г
Акатколь-2	1700	2022г	2022г
Карасай			
КАР-1	1700	2023г	2023г
Ракуша Южная			
РАКЮ-1	1700	2022г	2022г
Доссор Юго-Восточный			
Бурение 1-й независимой оценочной скважины (ДОСЮВ-1)	1750м	2022г	2022г
Бурение 1-й зависимой оценочной скважины (ДОСЮВ-2)	1750м	2022г	2022г
Кызылжар II			
Бурение 1-ой независимой оценочной скважины (КЗП-1)	1300м	2022г	2022г
Бурение 1-ой независимой оценочной скважины (КЗП-2)	1300м	2022г	2022г
Бурение 1-ой зависимой оценочной скважины (КЗП-3)	1300м	2022г	2022г
Жаршик			
Бурение 1-й независимой оценочной скважины (Ж-1)	1000м	2022г	2022г
Бурение 1-й зависимой оценочной скважины (Ж-2)	1000м	2022г	2022г
Бурение 1-й зависимой оценочной скважины (Ж-3)	1000м	2022г	2022г
Бурение 1-й зависимой оценочной скважины (Ж-4)	1000м	2022г	2022г
Бурение 1-й зависимой оценочной скважины (Ж-5)	1000м	2022г	2022г

Таблица 3.1.3- Продолжительность строительства скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1 глубиной 1700м

Продолжительность цикла строительства скважин, сут				
Всего	В том числе			
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	Испытание (освоение)
110	5	2	22	81

Таблица 3.1.4- Продолжительность строительства скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2 глубиной 1750м.

Продолжительность цикла строительства скважин, сут				
Всего	В том числе			
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	Испытание (освоение)
110	5	2	23	80

Таблица 3.1.5- Продолжительность строительства скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5 глубиной 1000м.

Продолжительность цикла строительства скважин, сут				
Всего	В том числе			
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	Испытание (освоение)
110	5	2	12	91

Таблица 3.1.6- Продолжительность строительства скважин КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3 глубиной 1300м.

Продолжительность цикла строительства скважин, сут				
Всего	В том числе			
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	Испытание (освоение)
110	5	2	16	87

Таблица 3.1.7 – Рекомендуемая конструкция для проектных скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1

Наименование колонн	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска, м	Группа прочности стали	Высота подъема цементного раствора за колонной, м	Примечание
Направление	444,5	339,7	20	J-55	До устья	Батресс
Кондуктор	311,1	244,5	700	J-55	До устья	Батресс
Эксплуатационная	215,9	177,8	1700	J-55	До устья	Батресс

Таблица 3.1.8. Конструкция для проектных скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
			По вертикали		По стволу	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	Направление	339,7	0	30	0	30
2	Кондуктор	244,5	0	350	0	350
3	Эксплуатационная	177,8	0	1750	0	1750

Таблица 3.1.9. Конструкция для проектных скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска				Высота подъема цемента
			По вертикали		По стволу		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	Направление	339,7	0	30	0	30	До устья
2	Кондуктор	244,5	0	350	0	350	До устья
3	Эксплуатационная	177,8	0	1000	0	1000	До устья

Таблица 3.1.10. Конструкция скважин для проектных скважин КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3

№ колонны в порядке спуска	Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска			
			По вертикали		По стволу	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	Направление	339,7	0	50	0	50
2	Кондуктор	244,5	0	230	0	230
3	Эксплуатационная	177,8	0	1300	0	1300

Предварительные стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин «Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1» является:

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при бурении и смр

Источник №0001 – Буровая установка ZJ-30 (при его отсутствии ZJ-40)

Источник №001 – Дизель генератор С400D5 (440 кВт) 1 шт

Источник №002 – Силовой привод буровой установки САТ3412В (1310 кВт) 3 шт

Источник №0002 – Цементировочный агрегат ЦА-320 12 шт

Источник №0003 – Цементно-смесительные машины

Источник №0004 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Источник №0005 – Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Источник №6001 – Насос для перекачки нефти

Источник №6002 – Блоки для приготовления бурового раствора

Источник №6003 – Площадка ремонтно-мастерской

Источник №6004 – Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)

Источник №6005 – Емкость под дизельное топливо V=30м³

Источник №6006 – Емкость для бурового шлама

Источник №6007 – Емкость для отработанного бурового раствора

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при Освоении (испытании)

Источник №0006 - Буровая установка ZJ-15 (возможно УПА-80)

Источник №001 – Дизель генератор VOLA 52H12 (257 кВт)

Источник №002 – Силовой привод буровой установки 24АНФ-71H12 (336 кВт)

Источник №0007 – Цементировочный агрегат ЦА-320 (169 кВт)

Предварительные стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин «ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2» является :

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при бурении и смр

Источник №0008 – Буровая установка ZJ-30 (при его отсутствии ZJ-40)

Источник №001 – Дизель генератор С400D5 (440 кВт) 1 шт

Источник №002 – Силовой привод буровой установки САТ3412В (1310 кВт) 3 шт

Источник №0009 – Цементировочный агрегат ЦА-320 12 шт

Источник №0010 – Цементно-смесительные машины

Источник №0011 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Источник №0012 – Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Источник №6008 – Насос для перекачки нефти

Источник №6009 – Блоки для приготовления бурового раствора
 Источник №6010 – Площадка ремонтно-мастерской
 Источник №6011 – Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)

Источник №6012 – Емкость под дизельное топливо $V=30\text{м}^3$

Источник №6013 – Емкость для бурового шлама

Источник №6014 – Емкость для отработанного бурового раствора

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при Освоении (испытании)

Источник №0013 - Буровая установка ZJ-15 (возможно УПА-80)

Источник №001 – Дизель генератор VOLA 52H12 (257 кВт)

Источник №002 – Силовой привод буровой установки 24АНФ-71Н12 (336 кВт)

Источник №0014 – Цементировочный агрегат ЦА-320 (169 кВт)

Предварительные стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин «Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5» является:

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при бурении и смр

Источник №0015 – Буровая установка ZJ-30 (при его отсутствии ZJ-40)

Источник №001 – Дизель генератор C400D5 (440 кВт) 1 шт

Источник №002 – Силовой привод буровой установки САТ3412В (1310 кВт) 3 шт

Источник №0016 – Цементировочный агрегат ЦА-320 12 шт

Источник №0017 – Цементно-смесительные машины

Источник №0018 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Источник №0019 – Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Источник №6015 – Насос для перекачки нефти

Источник №6016 – Блоки для приготовления бурового раствора

Источник №6017 – Площадка ремонтно-мастерской

Источник №6018 – Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)

Источник №6019 – Емкость под дизельное топливо $V=30\text{м}^3$

Источник №6020 – Емкость для бурового шлама

Источник №6021 – Емкость для отработанного бурового раствора

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при Освоении (испытании)

Источник №0020 - Буровая установка ZJ-15 (возможно УПА-80)

Источник №001 – Дизель генератор VOLA 52H12 (257 кВт)

Источник №002 – Силовой привод буровой установки 24АНФ-71Н12 (336 кВт)

Источник №0021 – Цементировочный агрегат ЦА-320 (169 кВт)

Предварительные стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительстве скважин «КЗП-1, КЗП-2, КПЗ-3» является:

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при бурении и смр

Источник №0022 – Буровая установка ZJ-30 (при его отсутствии ZJ-40)

Источник №001 – Дизель генератор C400D5 (440 кВт) 1 шт

Источник №002 – Силовой привод буровой установки САТ3412В (1310 кВт) 3 шт

Источник №0023 – Цементировочный агрегат ЦА-320 12 шт

Источник №0024 – Цементно-смесительные машины

Источник №0025 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Источник №0026 – Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Источник №6022 – Насос для перекачки нефти

Источник №6023 – Блоки для приготовления бурового раствора

Источник №6024 – Площадка ремонтно-мастерской

Источник №6025 – Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)

Источник №6026 – Емкость под дизельное топливо $V=30\text{м}^3$

Источник №6027 – Емкость для бурового шлама

Источник №6028 – Емкость для отработанного бурового раствора

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при Освоении (испытании)

Источник №0027 - Буровая установка ZJ-15 (возможно УПА-80)

Источник №001 – Дизель генератор VOLA 52H12 (257 кВт)

Источник №002 – Силовой привод буровой установки 24АНФ-71Н12 (336 кВт)

Источник №0028 – Цементирочный агрегат ЦА-320 (169 кВт)

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

Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

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

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

Однако при условии выполнения природоохранных мероприятий загрязнение будет временным и локальным.

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборников методик.

Таблицы выбросов были объединены по глубинам и разделены по количеству скважин, в виду того что конструкция и продолжительность работ идентична.

Таблица 3.1.11 – Предварительный перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1 глубиной 1700м

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества 1 скв г/с	Выброс вещества, 1 скв т/год	Выброс вещества 4 скв г/с	Выброс вещества, 4 скв т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.0423	0.01827	0,1692	0,07308
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	6.6871	6.534	26,7484	26,136
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	1.8727	1.0618	7,4908	4,2472
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.05		3	0.3574	0.8279	1,4296	3,3116
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.05		3	1.0437	1.0205	4,1748	4,082
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	5.4022	5.3098	21,6088	21,2392
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0.000000311	0.0000006	1,24E-06	2,4E-06
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0.289	0.174	1,156	0,696
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00001068	0.0000117169	4,27E-05	4,69E-05
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.1049	0.101988	0,4196	0,407952
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.6238	2.62222	10,4952	10,48888
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.027745	0.00693	0,11098	0,02772
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)	0.3	0.1		3	0.000705	0.000169	0,00282	0,000676
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.027	0.01166	0,108	0,04664
	В С Е Г О:					18.47856099	17.689249317	73,91424	70,757

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

Таблица 3.1.12 – Предварительный перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2 глубиной 1750м.

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая. мг/м3	ПДК средне-суточная. мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ.мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества 1 скв г/с	Выброс вещества. 1 скв т/год	Выброс вещества 4 скв г/с	Выброс вещества. 4 скв т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II. III) оксиды (диЖелезо Триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.0423	0.02558	0.1692	0.10232
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	6.6871	2.6377	26.7484	10.5508
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	1.8727	0.4286	7.4908	1.7144
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.05		3	0.2614	0.6811	1.0456	2.7244
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.05		3	1.0437	0.4114	4.1748	1.6456
0337	Углерод оксид (Окись углерода. Угарный газ) (584)	5	3		4	5.4022	2.1443	21.6088	8.5772
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.000000311	0.000003	1.24E-06	0.000012
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.289	0.79608	1.156	3.18432
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00001068	0.0000047589	4.27E-05	1.9E-05
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.1049	0.041135	0.4196	0.16454
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.6238	1.78225	10.4952	7.129
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.027745	0.0097	0.11098	0.0388
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (Цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый Сланец, доменный шлак, песок, Клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений, шамот)	0.3	0.1		3	0.000705	0.000169	0.00282	0.000676
2930	Пыль абразивная (Корунд белый. Монокорунд) (1027*)			0.04		0.027	0.01633	0.108	0.06532
	В С Е Г О:					18.38256099	8.9743517589	73.53024	35.89741

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

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

Таблица 5.1.3 – Предварительный перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5 глубиной 1000м.

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества 1 скв г/с	Выброс вещества, 1 скв т/год	Выброс вещества 4 скв г/с	Выброс вещества, 4 скв т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.0423	0.02558	0.1692	0.10232
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	6.6871	4.8178	26.7484	19.2712
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	1.8727	0.7841	7.4908	3.1364
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.05		3	0.2834	0.7972	1.1336	3.1888
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый,	0.5	0.05		3	1.0437	0.752	4.1748	3.008
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	5.4022	3.9248	21.6088	15.6992
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.000000311	0.0000028	1.24E-06	1.12E-05
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.289	0.79608	1.156	3.18432
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00001068	0.0000078024	4.27E-05	3.12E-05
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.1049	0.074545	0.4196	0.29818
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.6238	2.60661	10.4952	10.42644
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.027745	0.0097	0.11098	0.0388
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений, шамот)	0.3	0.1		3	0.000705	0.000169	0.00282	0.000676
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.027	0.01633	0.108	0.06532
	В С Е Г О:					18.40456099	14.604924602	73.61824	58.4197

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

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

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

Таблица 5.1.14 – Предварительный перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3 глубиной 1300м.

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества 1 скв г/с	Выброс вещества, 1 скв т/год	Выброс вещества 4 скв г/с	Выброс вещества, 4 скв т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.0423	0.02558	0.1692	0.10232
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0.2	0.04		2	6.6871	5.2357	26.7484	20.9428
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	1.8727	0.8508	7.4908	3.4032
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0.15	0.05		3	0.3124	0.794	1.2496	3.176
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0.5	0.05		3	1.0437	0.8153	4.1748	3.2612
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	5.4022	4.2612	21.6088	17.0448
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.000000311	0.0000028	1.24E-06	1.12E-05
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.289	0.79608	1.156	3.18432
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00001068	0.0000086484	4.27E-05	3.46E-05
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.1049	0.082145	0.4196	0.32858
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.6238	2.76274	10.4952	11.05096
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.027745	0.0097	0.11098	0.0388
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений, шамот)	0.3	0.1		3	0.000705	0.000169	0.00282	0.000676
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.027	0.01633	0.108	0.06532
	В С Е Г О:					18.43356099	15.649755448	73.73424	62.59902

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

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

3.2 Выбросы загрязняющих веществ от передвижных источников

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

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

Снятие плодородного слоя почвы с глубины 0,2 метра производится с площади непосредственно под буровой установкой.

Плодородный слой почвы выгребается за пределы буровой площадки, во временный отвал в границах площади отвода и хранится там до окончания строительства. Складирование плодородного слоя почвы необходимо проводить в виде обваловки или кагатов, которые располагаются по границе отведенного участка. По завершении работ будет проведена техническая рекультивация нарушенных земель

Вскрышные породы представляют собой горные породы, покрывающие и вмещающие полезное ископаемое, подлежащие выемке и перемещению как отвальный грунт в процессе открытых разработок, подсыпка дорог вскрышными породами не планируется.

Таблица 5.2.1 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
-	Грунтовое	4	На уровне грунта	Грунтовая

3.3 Проведение расчетов рассеивания

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

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

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

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

Перед проведением расчетов загрязнения атмосферы была проведена оценка целесообразности расчетов. Определение необходимости расчетов приземных концентраций по

веществам на существующее положение представлено в Таблице 3.3.1 Расчет рассеивания
представлен в **приложении** .

Таблице 3.3.1 - Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Средневзвешенная высота, м	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.1692	1.0000	0.423	Расчет
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		7.4908	8.9075	18.727	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		1.2146	7.2561	8.0973	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		21.6088	8.1111	4.3218	Расчет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	0.000001244	2.0000	0.000000025	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	1.156	1.5381	0.0385	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00004272	8.1133	4.272	Расчет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.4196	8.0820	8.392	Расчет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1			10.4952	7.8285	10.4952	Расчет
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.11098	1.0000	0.222	Расчет
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		0.00282	1.5000	0.0094	-
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.108	1.0000	2.7	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		26.7484	8.1164	133.742	Расчет
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		4.1748	8.1246	8.3496	Расчет
Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(H_i * M_i) / \text{Сумма}(M_i)$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 * \text{ПДКс.с.}$								

Таблица 3.3.2 Результаты расчета рассеивания

Параметры города	< Код	Наименование	РП	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Тер...	!	
Данные по источникам	0123	Железо (II, III) оксиды (диЖел	0.0004	0.0000	#	#	#	С	
Параметры С _т , У _т , Х _т	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диок	0.4325	0.0261	#	#	#	С	
Управляющие параметры	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (Е	0.0497	0.0036	#	#	#	С	
Результаты в форме таблицы	0328	Углерод (Сажа, Углерод черн	0.0083	0.0002	#	#	#	С	
Результаты в форме поля	0330	Сера диоксид (Ангидрид серы	0.0269	0.0016	#	#	#	С	
Результаты по жилой зоне	0337	Углерод оксид (Окись углерод	0.0139	0.0008	#	#	#	С	
Результаты по сан. зоне	0415	Смесь углеводородов предел	-Min-	-Min-	#	#	#	С	
Результаты по группам точек	0416	Смесь углеводородов предел	0.0002	0.0000	#	#	#	С	
Территория предприятия	0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.0042	0.0001	#	#	#	С	
Единый файл результатов	1325	Формальдегид (Метаналь) (60	0.0273	0.0016	#	#	#	С	
	2754	Алканы C12-19 /в пересчете н	0.0351	0.0020	#	#	#	С	
	2902	Взвешенные частицы (116)	0.0002	0.0000	#	#	#	С	
	2908	Пыль неорганическая, содер	0.0000	0.0000	#	#	#	С	
	2930	Пыль абразивная (Корунд бел	0.0026	0.0000	#	#	#	С	
	_31	0301 + 0330	0.4595	0.0278	#	#	#	С	
	_ПЛ	2902 + 2908 + 2930	0.0004	0.0000	#	#	#	С	

Целью моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере является определение степени и дальности воздействия загрязняющих веществ на приземный слой воздуха территорий, прилегающих к месторождению.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ от источников выбросов в настоящей работе выполняется с применением специально разработанной и утвержденной системы качественных и количественных критериев оценки на основе достоверных сведений: о качественных и количественных характеристиках источников загрязнения, о климатических условиях района места размещения, о «фоновом» состоянии и других определяющих параметров воздушного бассейна.

При выполнении моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере использованы следующие исходные данные:

Безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе: $F = 1$ – для газообразных веществ, $F = 3$ – для мелкодисперсных аэрозолей.

Исходные данные в расчетах рассеивания по источникам выбросов приняты с учетом требований Методики, на основе данных представленных по объекту расчетных данных по выбросам приведены в таблице 3.3.

Данные по коэффициентам, определяющим условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приводятся в разделе 2.

Расчеты рассеивания (модулирования максимальных расчетных приземных концентраций) выполнены на теплый период года без учета фоновых концентраций по программному комплексу «ЭРА v 3.0.393», НПП «ЛОГОС ПЛЮС», г. Новосибирск.

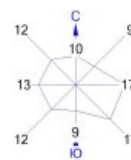
Расчет рассеивания выполнен на существующее положение.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

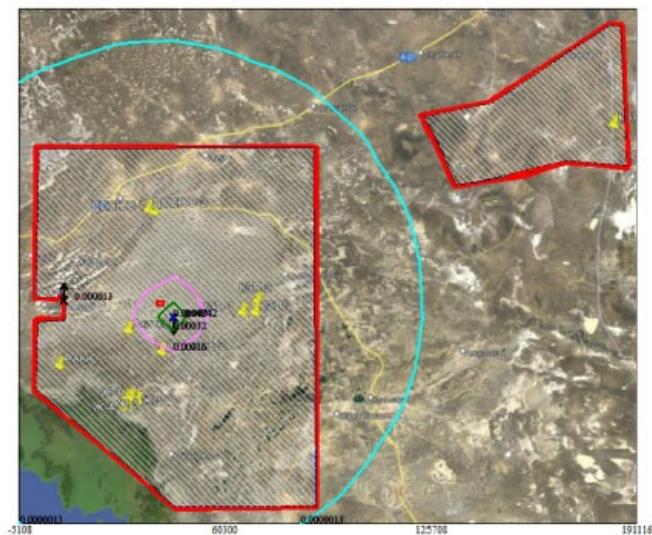
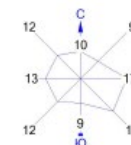
- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемых зон с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с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

Анализ результатов моделирования показывает, что на границе области воздействия при регламентном режиме работы предприятия экологические характеристики атмосферного воздуха по всем веществам находятся значительно ниже нормативных величин.

Город : 003 Атырау
 Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)



Город : 003 Атырау
 Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

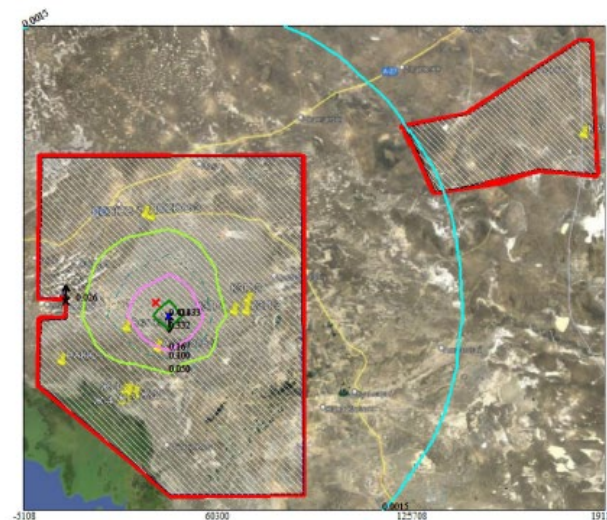


Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Сан. зона, группа N 01
 Сан. зона, группа N 02
 Сан. зона, группа N 03
 Сан. зона, группа N 04
 Макс. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0000013 ПДК
 0.00016 ПДК
 0.00032 ПДК
 0.00042 ПДК

0 12015 36045м.
 Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0004198 ПДК достигается в точке $x=43948$ $y=23387$
 При опасном направлении 317° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13'11



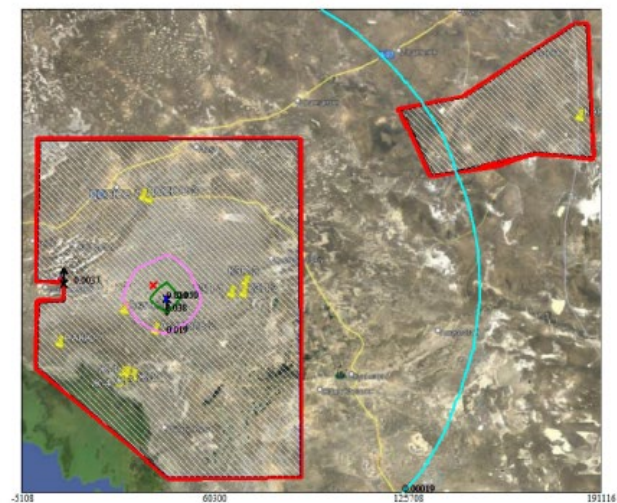
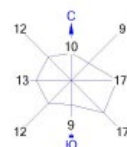
Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Сан. зона, группа N 01
 Сан. зона, группа N 02
 Сан. зона, группа N 03
 Сан. зона, группа N 04
 Макс. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.0015 ПДК
 0.050 ПДК
 0.100 ПДК
 0.167 ПДК
 0.332 ПДК
 0.431 ПДК

0 12015 36045м.
 Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.4325432 ПДК достигается в точке $x=43948$ $y=23387$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13'11

Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



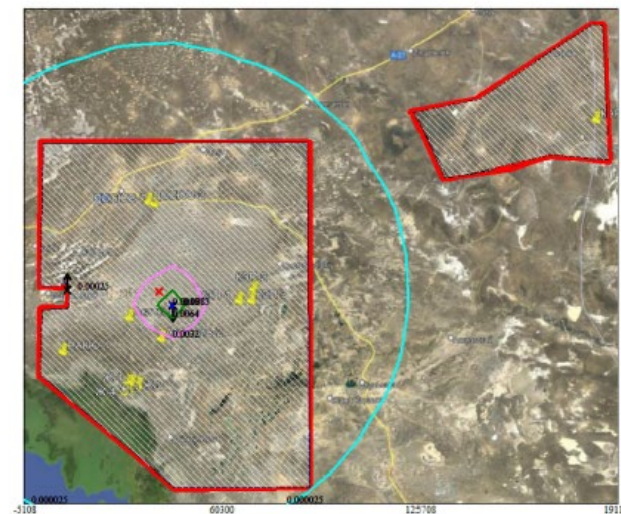
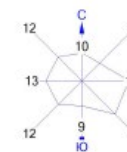
Условные обозначения:
 [Red outline] Территория предприятия
 [Red outline] Сан. зона, группа N 01
 [Red outline] Сан. зона, группа N 02
 [Red outline] Сан. зона, группа N 03
 [Red outline] Сан. зона, группа N 04
 [Black dot] Макс. значение концентрации
 [Blue line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.00019 ПДК
 0.019 ПДК
 0.038 ПДК
 0.050 ПДК

0 12015 36045м.
Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0497424 ПДК достигается в точке $x=43948$ $y=23387$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



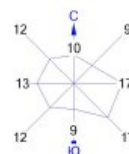
Условные обозначения:
 [Red outline] Территория предприятия
 [Red outline] Сан. зона, группа N 01
 [Red outline] Сан. зона, группа N 02
 [Red outline] Сан. зона, группа N 03
 [Red outline] Сан. зона, группа N 04
 [Black dot] Макс. значение концентрации
 [Blue line] Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.000025 ПДК
 0.0032 ПДК
 0.0064 ПДК
 0.0083 ПДК

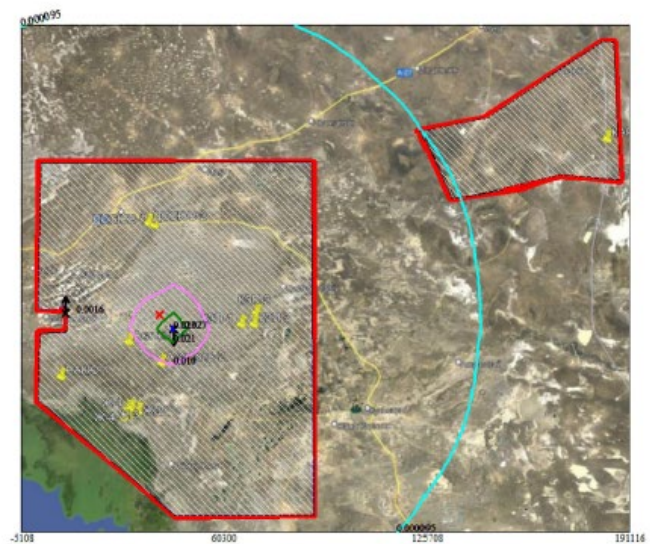
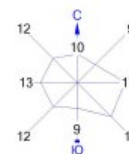
0 12015 36045м.
Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0083089 ПДК достигается в точке $x=43948$ $y=23387$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

Город : 003 Атырау
 Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Город : 003 Атырау
 Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

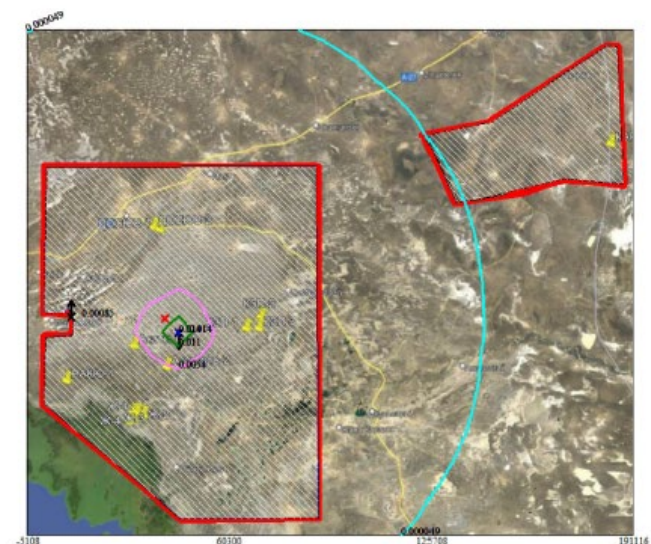


Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Сан. зона, группа N 01
 Сан. зона, группа N 02
 Сан. зона, группа N 03
 Сан. зона, группа N 04
 Макс. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.000095 ПДК
 0.010 ПДК
 0.021 ПДК
 0.027 ПДК



Макс концентрация 0.0269604 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11



Условные обозначения:
 Территория предприятия
 Сан. зона, группа N 01
 Сан. зона, группа N 02
 Сан. зона, группа N 03
 Сан. зона, группа N 04
 Макс. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 0.000049 ПДК
 0.0054 ПДК
 0.011 ПДК
 0.014 ПДК

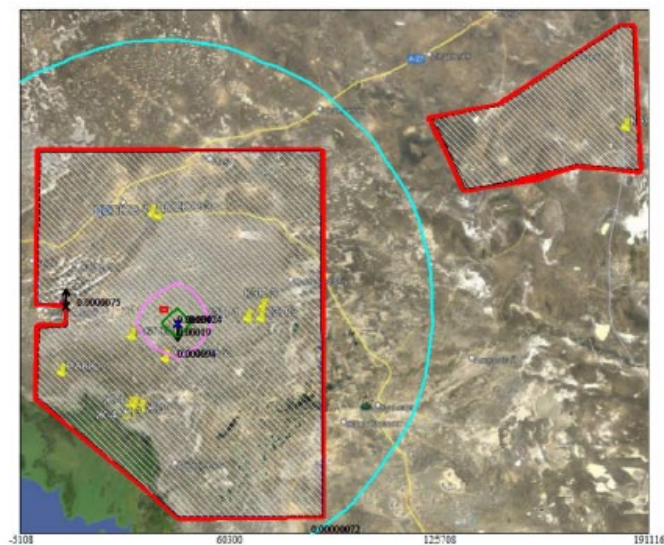
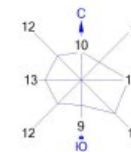


Макс концентрация 0.0139822 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

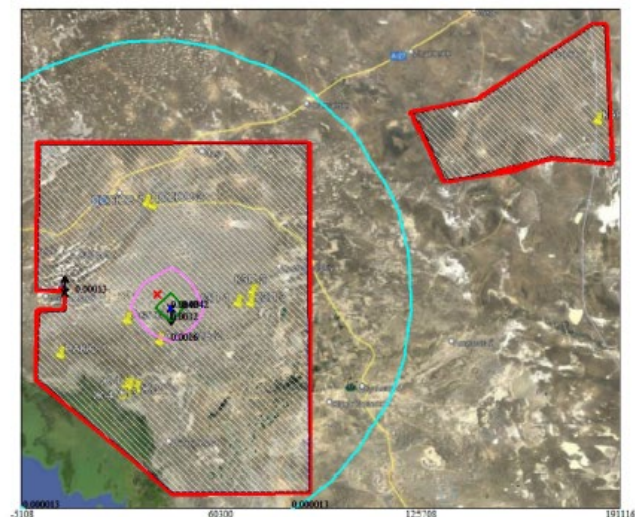


Условные обозначения:
□ Территория предприятия
■ Сан. зона, группа N 01
■ Сан. зона, группа N 02
■ Сан. зона, группа N 03
■ Сан. зона, группа N 04
■ Максим. значение концентрации
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.0000072 ПДК
— 0.000094 ПДК
— 0.00019 ПДК
— 0.00024 ПДК

0 12015 36045м.
Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0002438 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
При опасном направлении 317° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11



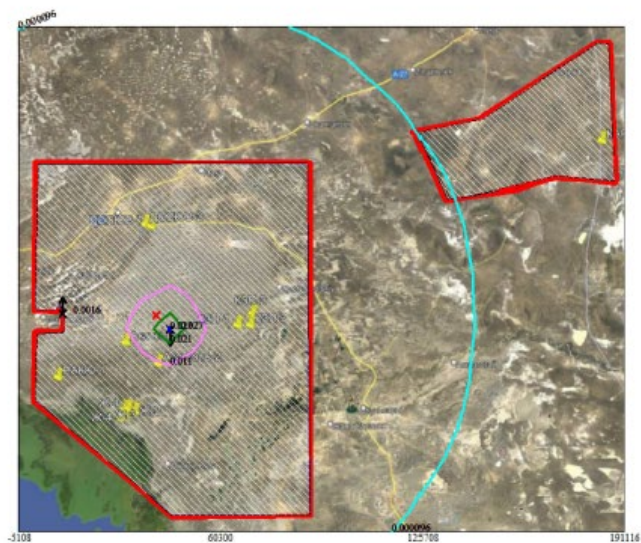
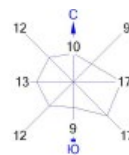
Условные обозначения:
□ Территория предприятия
■ Сан. зона, группа N 01
■ Сан. зона, группа N 02
■ Сан. зона, группа N 03
■ Сан. зона, группа N 04
■ Максим. значение концентрации
— Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
— 0.000013 ПДК
— 0.0016 ПДК
— 0.0032 ПДК
— 0.0042 ПДК

0 12015 36045м.
Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0042122 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



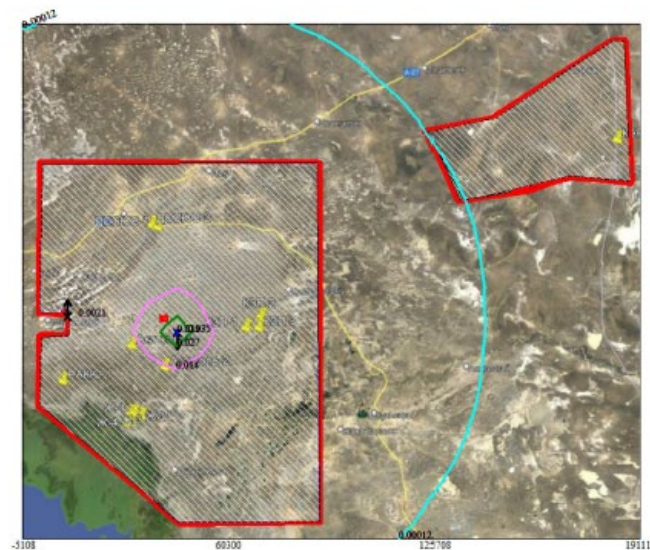
Условные обозначения:
 [] Территория предприятия
 [] Сан. зона, группа N 01
 [] Сан. зона, группа N 02
 [] Сан. зона, группа N 03
 [] Сан. зона, группа N 04
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.000096 ПДК
 — 0.011 ПДК
 — 0.021 ПДК
 — 0.027 ПДК

0 12015 36045м.
Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0273417 ПДК достигается в точке $x=43948$ $y=23387$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13'11

Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



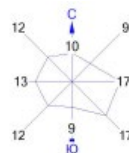
Условные обозначения:
 [] Территория предприятия
 [] Сан. зона, группа N 01
 [] Сан. зона, группа N 02
 [] Сан. зона, группа N 03
 [] Сан. зона, группа N 04
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00012 ПДК
 — 0.014 ПДК
 — 0.027 ПДК
 — 0.035 ПДК

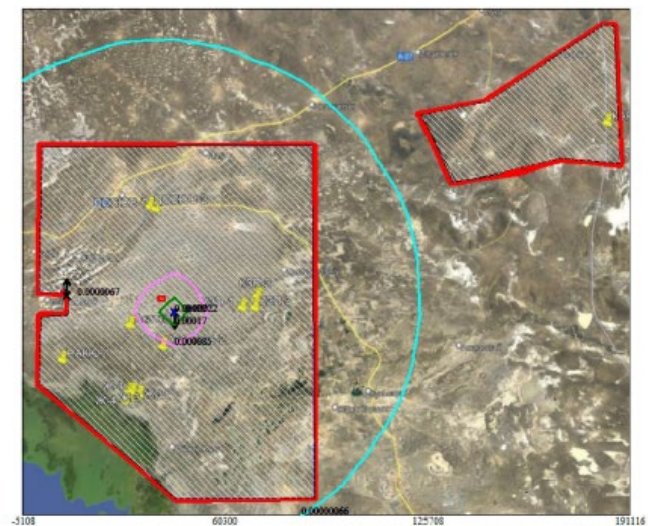
0 12015 36045м.
Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0351354 ПДК достигается в точке $x=43948$ $y=23387$
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13'11

Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
2902 Взвешенные частицы (116)



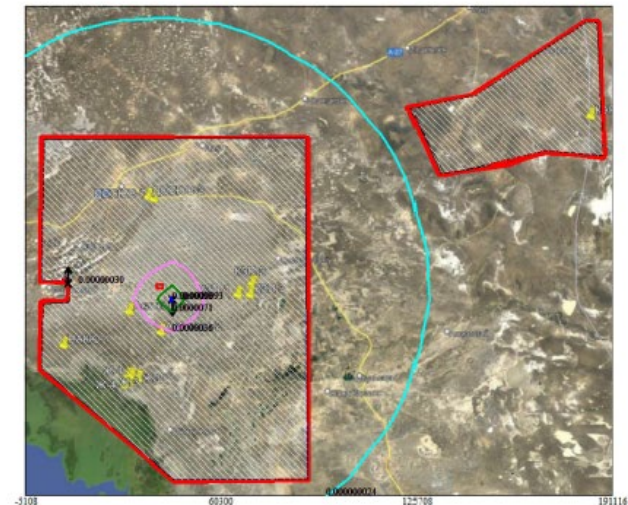
Город : 003 Атырау
Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)



Условные обозначения:
 □ Территория предприятия
 ■ Сан. зона, группа N 01
 ■ Сан. зона, группа N 02
 ■ Сан. зона, группа N 03
 ■ Сан. зона, группа N 04
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00000066 ПДК
 — 0.000085 ПДК
 — 0.00017 ПДК
 — 0.00022 ПДК

Макс концентрация 0.0002203 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
 При опасном направлении 317° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

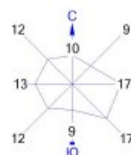


Условные обозначения:
 □ Территория предприятия
 ■ Сан. зона, группа N 01
 ■ Сан. зона, группа N 02
 ■ Сан. зона, группа N 03
 ■ Сан. зона, группа N 04
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

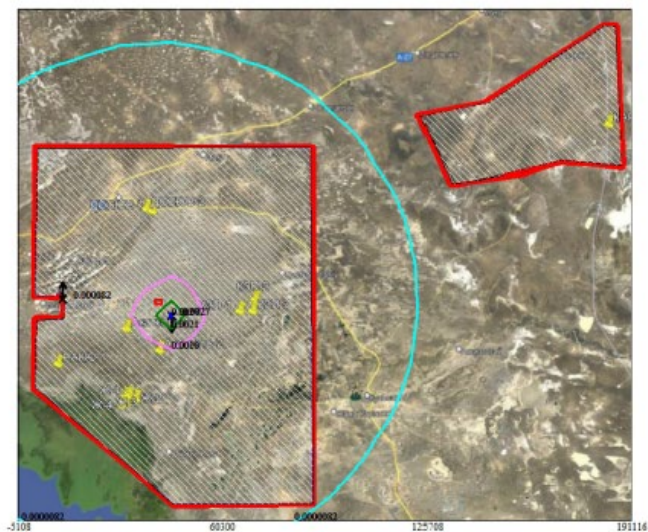
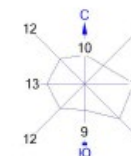
Изолинии в долях ПДК
 — 0.00000024 ПДК
 — 0.0000036 ПДК
 — 0.0000071 ПДК
 — 0.0000093 ПДК

Макс концентрация 9.3Е-6 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
 При опасном направлении 317° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

Город : 003 Атырау
 Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2930 Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)



Город : 003 Атырау
 Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330

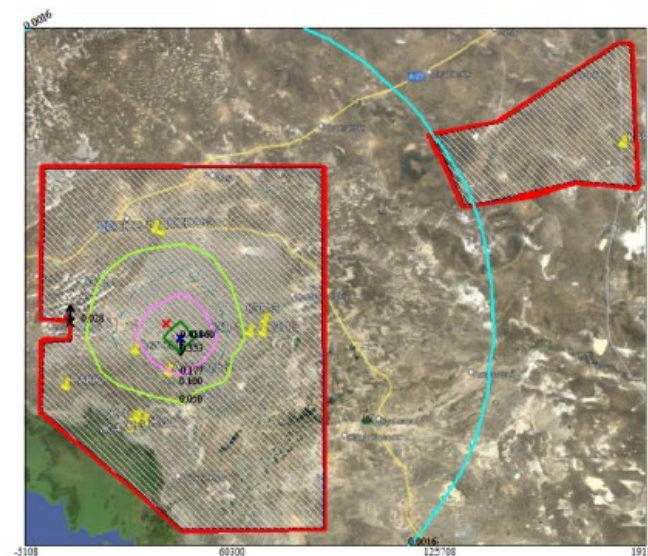


Условные обозначения:
 □ Территория предприятия
 ■ Сан. зона, группа N 01
 ■ Сан. зона, группа N 02
 ■ Сан. зона, группа N 03
 ■ Сан. зона, группа N 04
 * Максим. значение концентрации
 — Рач. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.000082 ПДК
 — 0.0010 ПДК
 — 0.0021 ПДК
 — 0.0027 ПДК

0 12015 36045м.
 Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.0026798 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
 При опасном направлении 317° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11



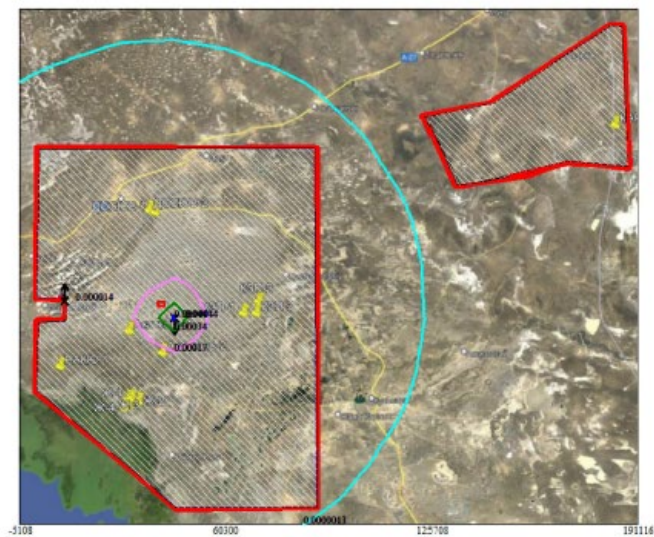
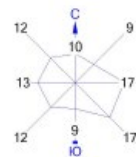
Условные обозначения:
 □ Территория предприятия
 ■ Сан. зона, группа N 01
 ■ Сан. зона, группа N 02
 ■ Сан. зона, группа N 03
 ■ Сан. зона, группа N 04
 * Максим. значение концентрации
 — Рач. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.0016 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.177 ПДК
 — 0.353 ПДК
 — 0.458 ПДК

0 12015 36045м.
 Масштаб 1:1201500

Макс концентрация 0.4595036 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
 При опасном направлении 315° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

Город : 003 Атырау
 Объект : 0157 5АОйл Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _ПЛ 2902+2908+2930



Условные обозначения:
 □ Территория предприятия
 □ Сан. зона, группа N 01
 □ Сан. зона, группа N 02
 □ Сан. зона, группа N 03
 □ Сан. зона, группа N 04
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Изолинии в долях ПДК
 — 0.000013 ПДК
 — 0.00017 ПДК
 — 0.00034 ПДК
 — 0.00044 ПДК



Макс концентрация 0.0004403 ПДК достигается в точке х= 43948 у= 23387
 При опасном направлении 317° и опасной скорости ветра 5.2 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 196224 м, высота 163520 м,
 шаг расчетной сетки 16352 м, количество расчетных точек 13*11

3.4 Обоснование полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета НДВ

Количественные значения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (г/с, т/год) от стационарных источников определены расчетным путем, согласно утвержденным методикам. Расчеты выполнены на основании информации о расходе топлива и времени работы оборудования и других необходимых исходных данных на источниках выбросов и на границе области воздействия.

На основании проведенной работы составлены Бланки инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников ТОО «Потенциал Ойл» на месторождении Жанаталап. Восточное крыло.

Перечень примененных методических и других документов:

1. Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004.
2. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 года №221.
3. Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 год.
4. Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана 2005 г.
5. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, Астана, 2004 г.

На основании проведенных расчетов выбросов в атмосферу и анализа проведенного моделирования максимальных приземных концентраций закономерно сделать следующие выводы:

- На существующее положение на предприятии, по всем веществам, расчетная приземная концентрация на границе области воздействия ниже ПДК, установленных для селитебных зон;
- Изолинии 1 ПДК по всем веществам и группам суммации, находятся в пределах установленной области воздействия, в связи с чем нет необходимости внедрения малоотходной технологии и других мероприятий для поэтапного снижения негативного воздействия на окружающую среду

В настоящем проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) предлагаются нормативы для источников загрязнения атмосферы предприятия. Все представленные расходы, расчеты выбросов рассчитывались при нормальном функционировании предприятия.

Таблица 3.4.1-Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1 глубиной 1700 м на 2022-2023 гг

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2022 год 3 скважины (Акатколь-1,2; РАКЮ-1)		на 2023 год 1 скважина (КАР-1)		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и										
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)										
Буровая установка ZJ-30	0001			11,1999	7,8846	3,7333	2,6282	14,9332	10,5128	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			1,1265	0,5292	0,3755	0,1764	1,502	0,7056	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,2019	0,093	0,0673	0,031	0,2692	0,124	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			1,3311	0,1818	0,4437	0,0606	1,7748	0,2424	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			1,2801	4,866	0,4267	1,622	1,7068	6,488	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			3,7953	5,7615	1,2651	1,9205	5,0604	7,682	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			1,1265	0,2859	0,3755	0,0953	1,502	0,3812	2022-2023
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)										
Буровая установка ZJ-30	0001			4,1784	1,2813	1,3928	0,4271	5,5712	1,7084	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,183	0,0861	0,061	0,0287	0,244	0,1148	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,0327	0,015	0,0109	0,005	0,0436	0,02	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,2163	0,0294	0,0721	0,0098	0,2884	0,0392	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,2079	0,7908	0,0693	0,2636	0,2772	1,0544	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,6168	0,9363	0,2056	0,3121	0,8224	1,2484	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,183	0,0465	0,061	0,0155	0,244	0,062	2022-2023
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)										
Буровая установка ZJ-30	0001			0,492	1,749	0,164	0,583	0,656	2,332	2022-2023

Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0732	0,033	0,0244	0,011	0,0976	0,044	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,0171	0,0081	0,0057	0,0027	0,0228	0,0108	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0867	0,0114	0,0289	0,0038	0,1156	0,0152	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,084	0,3042	0,028	0,1014	0,112	0,4056	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,246	0,36	0,082	0,12	0,328	0,48	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0732	0,018	0,0244	0,006	0,0976	0,024	2022-2023
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)										
Буровая установка ZJ-30	0001			1,749	1,233	0,583	0,411	2,332	1,644	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,1761	0,0828	0,0587	0,0276	0,2348	0,1104	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,027	0,0123	0,009	0,0041	0,036	0,0164	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,2079	0,0285	0,0693	0,0095	0,2772	0,038	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,201	0,7602	0,067	0,2534	0,268	1,0136	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,594	0,9	0,198	0,3	0,792	1,2	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,1761	0,0447	0,0587	0,0149	0,2348	0,0596	2022-2023
(0337) Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)										
Буровая установка ZJ-30	0001			9,042	6,405	3,014	2,135	12,056	8,54	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,9093	0,4299	0,3031	0,1433	1,2124	0,5732	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,1764	0,081	0,0588	0,027	0,2352	0,108	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			1,0746	0,1476	0,3582	0,0492	1,4328	0,1968	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			1,032	3,9537	0,344	1,3179	1,376	5,2716	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			3,063	4,68	1,021	1,56	4,084	6,24	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,9093	0,2322	0,3031	0,0774	1,2124	0,3096	2022-2023
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)										
Буровая установка ZJ-30	0001			0,000018	0,000015	0,000006	0,000005	0,000024	0,00002	2022-2023

Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0000018	9,096E-07	0,0000006	3,032E-07	0,0000024	1,2128E-06	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,0000003	0,00000015	0,0000001	0,00000005	0,0000004	0,0000002	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0000021	0,0000003	0,0000007	0,0000001	0,0000028	0,0000004	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0000021	0,0000084	0,0000007	0,0000028	0,0000028	0,0000112	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,00000594	0,0000099	0,00000198	0,0000033	0,00000792	0,0000132	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0000018	4,911E-07	0,0000006	1,637E-07	0,0000024	6,548E-07	2022-2023
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)										
Буровая установка ZJ-30	0001			0,174	0,123	0,058	0,041	0,232	0,164	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0177	0,0084	0,0059	0,0028	0,0236	0,0112	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,0036	0,0015	0,0012	0,0005	0,0048	0,002	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0207	0,0027	0,0069	0,0009	0,0276	0,0036	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,021	0,0759	0,007	0,0253	0,028	0,1012	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,06	0,09	0,02	0,03	0,08	0,12	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0177	0,004464	0,0059	0,001488	0,0236	0,005952	2022-2023
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)										
Буровая установка ZJ-30	0001			4,23	2,958	1,41	0,986	5,64	3,944	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,4254	0,1983	0,1418	0,0661	0,5672	0,2644	2022-2023
Двигатель Цементно- смесительной машины	0003			0,0882	0,0405	0,0294	0,0135	0,1176	0,054	2022-2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,5028	0,0681	0,1676	0,0227	0,6704	0,0908	2022-2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,483	1,8249	0,161	0,6083	0,644	2,4332	2022-2023
Буровая установка ZJ-15	0006			1,434	2,16	0,478	0,72	1,912	2,88	2022-2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,4254	0,1071	0,1418	0,0357	0,5672	0,1428	2022-2023
Итого по организованным источникам:				53,99283204	51,92489915	17,99761068	17,30829972	71,99044272	69,23319887	2022-2023
Неорганизованные источники										

(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)										
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,1269	0,05481	0,0423	0,01827	0,1692	0,07308	2022-2023
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)										
Насос для перекачки нефти	6001			0,000000933	0,0000018	0,000000311	0,0000006	0,000001244	0,0000024	2022-2023
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										
Блок приготовления бурового раствора	6002			0,6	0,01512	0,2	0,00504	0,8	0,02016	2022-2023
Емкость для бурового шлама	6006			0,267	0,50688	0,089	0,16896	0,356	0,67584	2022-2023
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)										
Емкость под дизельное топливо	6005			0,0156	0,00288	0,0052	0,00096	0,0208	0,00384	2022-2023
Емкость для отработанного бурового раствора	6007			0,267	0,50688	0,089	0,16896	0,356	0,67584	2022-2023
(2902) Взвешенные частицы (116)										
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,083235	0,02079	0,027745	0,00693	0,11098	0,02772	2022-2023
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)										
Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)	6004			0,002115	0,000507	0,000705	0,000169	0,00282	0,000676	2022-2023
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)										
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,081	0,03498	0,027	0,01166	0,108	0,04664	2022-2023
Итого по неорганизованным источникам:				1,442850933	1,1428488	0,480950311	0,3809496	1,923801244	1,5237984	2022-2023
Всего по предприятию:				55,43568297	53,06774795	18,47856099	17,68924932	73,91424396	70,75699727	2022-2023

Таблица 3.4.2-Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2 глубиной 1750 м на 2022 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2022 год 2 скважины (ДОСЮВ-1,2)				
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Буровая установка ZJ-30	0001			3,7333	1,081	7,4666	2,162	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,3755	0,1844	0,751	0,3688	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0673	0,031	0,1346	0,062	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,4437	0,058	0,8874	0,116	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,4267	1,024	0,8534	2,048	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			1,2651	0,2058	2,5302	0,4116	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,3755	0,0535	0,751	0,107	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Буровая установка ZJ-30	0001			1,3928	0,1757	2,7856	0,3514	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,061	0,03	0,122	0,06	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0109	0,005	0,0218	0,01	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0721	0,0094	0,1442	0,0188	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0693	0,1664	0,1386	0,3328	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,2056	0,0334	0,4112	0,0668	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,061	0,0087	0,122	0,0174	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,068	0,583	0,136	1,166	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0244	0,0115	0,0488	0,023	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0057	0,0027	0,0114	0,0054	2022

Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0289	0,0036	0,0578	0,0072	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,028	0,064	0,056	0,128	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,082	0,013	0,164	0,026	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0244	0,0033	0,0488	0,0066	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,583	0,169	1,166	0,338	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0587	0,0288	0,1174	0,0576	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,009	0,0041	0,018	0,0082	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0693	0,0091	0,1386	0,0182	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,067	0,16	0,134	0,32	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,198	0,032	0,396	0,064	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0587	0,0084	0,1174	0,0168	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Буровая установка ZJ-30	0001			6,028	1,756	6,028	1,756	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,6062	0,2996	0,6062	0,2996	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,1176	0,054	0,1176	0,054	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,7164	0,0942	0,7164	0,0942	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,688	1,664	0,688	1,664	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			2,042	0,334	2,042	0,334	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,6062	0,0868	0,6062	0,0868	2022
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,000012	0,000004	0,000012	0,000004	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0000012	0,000000634	0,0000012	0,000000634	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0000002	0,0000001	0,0000002	0,0000001	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0000014	0,0000002	0,0000014	0,0000002	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0000014	0,0000036	0,0000014	0,0000036	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,00000396	0,0000008	0,00000396	0,0000008	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0000012	1,838E-07	0,0000012	1,838E-07	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								

Буровая установка ZJ-30	0001			0,116	0,034	0,116	0,034	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0118	0,0058	0,0118	0,0058	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0024	0,001	0,0024	0,001	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0138	0,0018	0,0138	0,0018	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,014	0,032	0,014	0,032	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,04	0,006	0,04	0,006	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0118	0,00167	0,0118	0,00167	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Буровая установка ZJ-30	0001			2,82	0,81	2,82	0,81	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,2836	0,1384	0,2836	0,1384	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0588	0,027	0,0588	0,027	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,3352	0,0434	0,3352	0,0434	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,322	0,768	0,322	0,768	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,956	0,154	0,956	0,154	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,2836	0,04	0,2836	0,04	2022
Итого по организованным источникам:				35,80322136	14,66927952	35,80322136	14,66927952	2022
Не организованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,0846	0,05116	0,0846	0,05116	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Насос для перекачки нефти	6001			0,000000622	0,000006	0,000000622	0,000006	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Блок приготовления бурового раствора	6002			0,4	0,01008	0,4	0,01008	2022
Емкость для бурового шлама	6006			0,178	1,58208	0,178	1,58208	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Емкость под дизельное топливо	6005			0,0104	0,00162	0,0104	0,00162	2022
Емкость для отработанного бурового раствора	6007			0,178	1,58208	0,178	1,58208	2022
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,05549	0,0194	0,05549	0,0194	2022
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								

Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)	6004			0,00141	0,000338	0,00141	0,000338	2022
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,054	0,03266	0,054	0,03266	2022
Итого по неорганизованным источникам:				0,961900622	3,279424	0,961900622	3,279424	2022
Всего по предприятию:				36,76512198	17,94870352	36,76512198	17,94870352	2022

Таблица 3.4.3-Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5 глубиной 1000 м. на 2022 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2022 год 5 скважин (Ж-1,2,3,4,5)				
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Буровая установка ZJ-30	0001			18,6665	7,1675	18,6665	7,1675	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			1,8775	0,1405	1,8775	0,1405	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,3365	0,431	0,3365	0,431	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			2,2185	0,5555	2,2185	0,5555	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			2,1335	8,11	2,1335	8,11	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			6,3255	7,67	6,3255	7,67	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			1,8775	0,0145	1,8775	0,0145	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Буровая установка ZJ-30	0001			6,964	1,165	6,964	1,165	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,305	0,028	0,305	0,028	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0545	0,07	0,0545	0,07	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,3605	0,0905	0,3605	0,0905	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,3465	1,318	0,3465	1,318	2022

Буровая установка ZJ-15	0006			1,028	1,2465	1,028	1,2465	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,305	0,0025	0,305	0,0025	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,45	2,915	0,45	2,915	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,122	0,011	0,122	0,011	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0285	0,0375	0,0285	0,0375	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,1445	0,0345	0,1445	0,0345	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,14	0,507	0,14	0,507	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,41	0,48	0,41	0,48	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,122	0,001	0,122	0,001	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Буровая установка ZJ-30	0001			2,915	1,12	2,915	1,12	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,2935	0,027	0,2935	0,027	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,045	0,0565	0,045	0,0565	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,3465	0,087	0,3465	0,087	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,335	1,267	0,335	1,267	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,99	1,2	0,99	1,2	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,2935	0,0025	0,2935	0,0025	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Буровая установка ZJ-30	0001			15,07	5,825	15,07	5,825	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			1,5155	0,1405	1,5155	0,1405	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,294	0,376	0,294	0,376	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			1,791	0,4515	1,791	0,4515	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			1,72	6,5895	1,72	6,5895	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			5,105	6,23	5,105	6,23	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			1,5155	0,0115	1,5155	0,0115	2022
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,00003	0,00001	0,00003	0,00001	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,000003	0,000000297	0,000003	0,000000297	2022

Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0000005	0,00000069	0,0000005	0,00000069	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0000035	0,000001	0,0000035	0,000001	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0000035	0,000014	0,0000035	0,000014	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,0000099	0,000013	0,0000099	0,000013	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,000003	0,000000025	0,000003	0,000000025	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,29	0,11	0,29	0,11	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0295	0,0025	0,0295	0,0025	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,006	0,005	0,006	0,005	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0345	0,0085	0,0345	0,0085	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,035	0,1265	0,035	0,1265	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,1	0,12	0,1	0,12	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0295	0,000225	0,0295	0,000225	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Буровая установка ZJ-30	0001			7,05	2,69	7,05	2,69	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,709	0,065	0,709	0,065	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,147	0,188	0,147	0,188	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,838	0,2085	0,838	0,2085	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,805	3,0415	0,805	3,0415	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			2,39	2,875	2,39	2,875	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,709	0,0055	0,709	0,0055	2022
Итого по организованным источникам:				89,6180534	64,82576401	89,6180534	64,82576401	2022
Не организованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,2115	0,1279	0,2115	0,1279	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Насос для перекачки нефти	6001			0,000001555	0,000014	0,000001555	0,000014	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Блок приготовления бурового раствора	6002			1	0,0252	1	0,0252	2022
Емкость для бурового шлама	6006			0,445	3,9552	0,445	3,9552	2022

(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Емкость под дизельное топливо	6005			0,026	0,00435	0,026	0,00435	2022
Емкость для отработанного бурового раствора	6007			0,445	3,9552	0,445	3,9552	2022
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,138725	0,0485	0,138725	0,0485	2022
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)	6004			0,003525	0,000845	0,003525	0,000845	2022
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,135	0,08165	0,135	0,08165	2022
Итого по неорганизованным источникам:				2,404751555	8,198859	2,404751555	8,198859	2022
Всего по предприятию:				92,02280495	73,02462301	92,02280495	73,02462301	2022

Таблица 3.4.4-Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3 глубиной 1300м на 2022 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ				НДВ		год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2021 год		на 2022 год				
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Буровая установка ZJ-30	0001			11,1999	5,7342	11,1999	5,7342	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			1,1265	0,1038	1,1265	0,1038	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,2019	0,3447	0,2019	0,3447	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			1,3311	0,2499	1,3311	0,2499	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			1,2801	4,866	1,2801	4,866	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			3,7953	4,3998	3,7953	4,3998	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			1,1265	0,0087	1,1265	0,0087	2022

(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Буровая установка ZJ-30	0001			4,1784	0,9318	4,1784	0,9318	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,183	0,0168	0,183	0,0168	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0327	0,0561	0,0327	0,0561	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,2163	0,0405	0,2163	0,0405	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,2079	0,7908	0,2079	0,7908	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,6168	0,7149	0,6168	0,7149	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,183	0,0015	0,183	0,0015	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,357	1,749	0,357	1,749	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0732	0,0066	0,0732	0,0066	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0171	0,03	0,0171	0,03	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0867	0,0156	0,0867	0,0156	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,084	0,3042	0,084	0,3042	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,246	0,276	0,246	0,276	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0732	0,0006	0,0732	0,0006	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Буровая установка ZJ-30	0001			1,749	0,897	1,749	0,897	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,1761	0,0162	0,1761	0,0162	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,027	0,045	0,027	0,045	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,2079	0,039	0,2079	0,039	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,201	0,7602	0,201	0,7602	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,594	0,687	0,594	0,687	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,1761	0,0015	0,1761	0,0015	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Буровая установка ZJ-30	0001			9,042	4,659	9,042	4,659	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,9093	0,0843	0,9093	0,0843	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,1764	0,3006	0,1764	0,3006	2022

Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			1,0746	0,2031	1,0746	0,2031	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			1,032	3,9537	1,032	3,9537	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			3,063	3,576	3,063	3,576	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,9093	0,0069	0,9093	0,0069	2022
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,000018	0,000009	0,000018	0,000009	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0000018	1,782E-07	0,0000018	1,782E-07	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0000003	0,000000552	0,0000003	0,000000552	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0000021	0,0000003	0,0000021	0,0000003	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0000021	0,0000084	0,0000021	0,0000084	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,00000594	0,0000075	0,00000594	0,0000075	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0000018	0,000000015	0,0000018	0,000000015	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,174	0,09	0,174	0,09	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0177	0,0015	0,0177	0,0015	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0036	0,006	0,0036	0,006	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0207	0,0039	0,0207	0,0039	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,021	0,0759	0,021	0,0759	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,06	0,069	0,06	0,069	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0177	0,000135	0,0177	0,000135	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Буровая установка ZJ-30	0001			4,23	2,151	4,23	2,151	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,4254	0,039	0,4254	0,039	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0882	0,1503	0,0882	0,1503	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,5028	0,0939	0,5028	0,0939	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,483	1,8249	0,483	1,8249	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			1,434	1,65	1,434	1,65	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,4254	0,0033	0,4254	0,0033	2022
Итого по организованным источникам:				53,85783204	42,02986094	53,85783204	42,02986094	2022

Неорганизованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,1269	0,07674	0,1269	0,07674	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Насос для перекачки нефти	6001			0,000000933	0,0000084	0,000000933	0,0000084	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Блок приготовления бурового раствора	6002			0,6	0,01512	0,6	0,01512	2022
Емкость для бурового шлама	6006			0,267	2,37312	0,267	2,37312	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Емкость под дизельное топливо	6005			0,0156	0,0027	0,0156	0,0027	2022
Емкость для отработанного бурового раствора	6007			0,267	2,37312	0,267	2,37312	2022
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,083235	0,0291	0,083235	0,0291	2022
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)	6004			0,002115	0,000507	0,002115	0,000507	2022
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,081	0,04899	0,081	0,04899	2022
Итого по неорганизованным источникам:				1,442850933	4,9194054	1,442850933	4,9194054	2022
Всего по предприятию:				55,30068297	46,94926634	55,30068297	46,94926634	2022

Таблица 3.4.5-Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве 2022 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2022 год 13 скважин				
		Код и наименование загрязняющего вещества	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Буровая установка ZJ-30	0001			44,7996	21,8673	44,7996	21,8673	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			4,506	0,9579	4,506	0,9579	2022

Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,8076	0,8997	0,8076	0,8997	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			5,3244	1,0452	5,3244	1,0452	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			5,1204	18,866	5,1204	18,866	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			15,1812	18,0371	15,1812	18,0371	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			4,506	0,3626	4,506	0,3626	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Буровая установка ZJ-30	0001			16,7136	3,5538	16,7136	3,5538	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,732	0,1609	0,732	0,1609	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,1308	0,1461	0,1308	0,1461	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,8652	0,1698	0,8652	0,1698	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,8316	3,066	0,8316	3,066	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			2,4672	2,9311	2,4672	2,9311	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,732	0,0592	0,732	0,0592	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Буровая установка ZJ-30	0001			1,367	6,996	1,367	6,996	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,2928	0,0621	0,2928	0,0621	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0684	0,0783	0,0684	0,0783	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,3468	0,0651	0,3468	0,0651	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,336	1,1794	0,336	1,1794	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,984	1,129	0,984	1,129	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,2928	0,0229	0,2928	0,0229	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Буровая установка ZJ-30	0001			6,996	3,419	6,996	3,419	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,7044	0,1548	0,7044	0,1548	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,108	0,1179	0,108	0,1179	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,8316	0,1636	0,8316	0,1636	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,804	2,9474	0,804	2,9474	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			2,376	2,819	2,376	2,819	2022

Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,7044	0,0571	0,7044	0,0571	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Буровая установка ZJ-30	0001			39,182	18,645	39,182	18,645	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			3,9403	0,9543	3,9403	0,9543	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,7644	0,8116	0,7644	0,8116	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			4,6566	0,8964	4,6566	0,8964	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			4,472	16,1609	4,472	16,1609	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			13,273	14,82	13,273	14,82	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			3,9403	0,3374	3,9403	0,3374	2022
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,000078	0,000038	0,000078	0,000038	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0000078	2,0188E-06	0,0000078	2,0188E-06	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0000013	0,000001492	0,0000013	0,000001492	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0000091	0,0000018	0,0000091	0,0000018	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0000091	0,0000344	0,0000091	0,0000344	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,00002574	0,0000312	0,00002574	0,0000312	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0000078	7,149E-07	0,0000078	7,149E-07	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,754	0,357	0,754	0,357	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0767	0,0182	0,0767	0,0182	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0156	0,0135	0,0156	0,0135	2022
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0897	0,0169	0,0897	0,0169	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			0,091	0,3103	0,091	0,3103	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			0,26	0,285	0,26	0,285	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0767	0,006494	0,0767	0,006494	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Буровая установка ZJ-30	0001			18,33	8,609	18,33	8,609	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			1,8434	0,4407	1,8434	0,4407	2022
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,3822	0,4058	0,3822	0,4058	2022

Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			2,1788	0,4139	2,1788	0,4139	2022
Дизельный генератор АД 200	0005			2,093	7,4593	2,093	7,4593	2022
Буровая установка ZJ-15	0006			6,214	6,839	6,214	6,839	2022
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			1,8434	0,1559	1,8434	0,1559	2022
Итого по организованным источникам:				233,2719388	173,4498036	233,2719388	173,4498036	2022
Не организованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,5499	0,31061	0,5499	0,31061	2022
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Насос для перекачки нефти	6001			0,000004043	0,0000302	0,000004043	0,0000302	2022
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Блок приготовления бурового раствора	6002			2,6	0,06552	2,6	0,06552	2022
Емкость для бурового шлама	6006			1,157	8,41728	1,157	8,41728	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Емкость под дизельное топливо	6005			0,0676	0,01155	0,0676	0,01155	2022
Емкость для отработанного бурового раствора	6007			1,157	8,41728	1,157	8,41728	2022
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,360685	0,11779	0,360685	0,11779	2022
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								
Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)	6004			0,009165	0,002197	0,009165	0,002197	2022
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,351	0,19828	0,351	0,19828	2022
Итого по неорганизованным источникам:				6,252354043	17,5405372	6,252354043	17,5405372	2022
Всего по предприятию:				239,5242929	190,9903408	239,5242929	190,9903408	2022

Таблица 3.4.6- Предварительные нормативы выбросов загрязняющих веществ при строительстве скважин на 2023 год

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение		на 2023 год 1 скважина		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	7	8	9	10	11
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Буровая установка ZJ-30	0001			3,7333	2,6282	3,7333	2,6282	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,3755	0,1764	0,3755	0,1764	2023
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0673	0,031	0,0673	0,031	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,4437	0,0606	0,4437	0,0606	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,4267	1,622	0,4267	1,622	2023
Буровая установка ZJ-15	0006			1,2651	1,9205	1,2651	1,9205	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,3755	0,0953	0,3755	0,0953	2023
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Буровая установка ZJ-30	0001			1,3928	0,4271	1,3928	0,4271	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,061	0,0287	0,061	0,0287	2023
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0109	0,005	0,0109	0,005	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0721	0,0098	0,0721	0,0098	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0693	0,2636	0,0693	0,2636	2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,2056	0,3121	0,2056	0,3121	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,061	0,0155	0,061	0,0155	2023
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,164	0,583	0,164	0,583	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0244	0,011	0,0244	0,011	2023
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0057	0,0027	0,0057	0,0027	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0289	0,0038	0,0289	0,0038	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,028	0,1014	0,028	0,1014	2023

Буровая установка ZJ-15	0006			0,082	0,12	0,082	0,12	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0244	0,006	0,0244	0,006	2023
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,583	0,411	0,583	0,411	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0587	0,0276	0,0587	0,0276	2023
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,009	0,0041	0,009	0,0041	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0693	0,0095	0,0693	0,0095	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,067	0,2534	0,067	0,2534	2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,198	0,3	0,198	0,3	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0587	0,0149	0,0587	0,0149	2023
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Буровая установка ZJ-30	0001			3,014	2,135	3,014	2,135	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,3031	0,1433	0,3031	0,1433	2023
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0588	0,027	0,0588	0,027	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,3582	0,0492	0,3582	0,0492	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,344	1,3179	0,344	1,3179	2023
Буровая установка ZJ-15	0006			1,021	1,56	1,021	1,56	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,3031	0,0774	0,3031	0,0774	2023
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,000006	0,000005	0,000006	0,000005	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0000006	3,032E-07	0,0000006	3,032E-07	2023
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0000001	0,00000005	0,0000001	0,00000005	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0000007	0,0000001	0,0000007	0,0000001	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,0000007	0,0000028	0,0000007	0,0000028	2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,00000198	0,0000033	0,00000198	0,0000033	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0000006	1,637E-07	0,0000006	1,637E-07	2023
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Буровая установка ZJ-30	0001			0,058	0,041	0,058	0,041	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,0059	0,0028	0,0059	0,0028	2023

Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0012	0,0005	0,0012	0,0005	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,0069	0,0009	0,0069	0,0009	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,007	0,0253	0,007	0,0253	2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,02	0,03	0,02	0,03	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,0059	0,001488	0,0059	0,001488	2023
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Буровая установка ZJ-30	0001			1,41	0,986	1,41	0,986	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0002			0,1418	0,0661	0,1418	0,0661	2023
Двигатель Цементно-смесительной машины	0003			0,0294	0,0135	0,0294	0,0135	2023
Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100	0004			0,1676	0,0227	0,1676	0,0227	2023
Дизельный генератор АД 200	0005			0,161	0,6083	0,161	0,6083	2023
Буровая установка ZJ-15	0006			0,478	0,72	0,478	0,72	2023
Цементировочный агрегат ЦА-320	0007			0,1418	0,0357	0,1418	0,0357	2023
Итого по организованным источникам:				17,99761068	17,30829972	17,99761068	17,30829972	2023
Не организованные источники								
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на(274)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,0423	0,01827	0,0423	0,01827	2023
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Насос для перекачки нефти	6001			0,000000311	0,0000006	0,000000311	0,0000006	2023
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Блок приготовления бурового раствора	6002			0,2	0,00504	0,2	0,00504	2023
Емкость для бурового шлама	6006			0,089	0,16896	0,089	0,16896	2023
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Емкость под дизельное топливо	6005			0,0052	0,00096	0,0052	0,00096	2023
Емкость для отработанного бурового раствора	6007			0,089	0,16896	0,089	0,16896	2023
(2902) Взвешенные частицы (116)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,027745	0,00693	0,027745	0,00693	2023
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)								

Спецтехника (самосвал, автокран, автоцистерна для воды, автобусы, УАЗ, джипы, полуприцепы)	6004			0,000705	0,000169	0,000705	0,000169	2023
(2930) Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)								
Площадка ремонтно-мастерской	6003			0,027	0,01166	0,027	0,01166	2023
Итого по неорганизованным источникам:				0,480950311	0,3809496	0,480950311	0,3809496	2023
Всего по предприятию:				18,47856099	17,68924932	18,47856099	17,68924932	2023

Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами промышленных предприятий в большой степени зависит от метеорологических условий.

В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать.

В настоящее время в системе Казгидромета Республики Казахстан разработаны методы прогноза загрязнения воздуха. Прогнозы высоких уровней загрязнения воздуха являются основанием для регулирования выбросов.

Под регулированием выбросов вредных веществ в атмосферу понимается их краткое сокращение в периоды неблагоприятных метеорологических условиях (НМУ), приводящих к формированию высокого уровня воздуха.

Мероприятия по сокращению выбросов ЗВ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, расположенные в населенных пунктах, где органами Казгидромета проводится или планируется проведение прогнозирования НМУ.

Основные принципы разработки мероприятий по регулированию выбросов

При разработке мероприятий по регулированию выбросов следует учитывать вклад различных источников в создание приземных концентраций примесей. В каждом конкретном случае необходимо определить, на каких источниках следует сокращать выбросы в первую очередь, чтобы получить наибольший эффект.

Для эффективного предотвращения повышения уровня загрязнения воздуха в периоды НМУ следует в первую очередь сокращать низкие, рассредоточенные, холодные выбросы.

При разработке мероприятий по кратковременному сокращению выбросов в периоды НМУ необходимо учитывать следующее:

- мероприятия должны быть достаточно эффективными и практически выполнимыми;
- мероприятия должны учитывать специфику конкретных производств;
- осуществление мероприятий, по возможности, не должно сопровождаться сокращением производства.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляются предупреждения 3-х степеней, которым соответствует три регламента работы предприятий в периоды НМУ.

Степень предупреждения и соответствующий режим работы предприятия в каждом конкретном населенном пункте устанавливают органы Казгидромета:

Предупреждение первой степени составляется в случае, если ожидается один из комплексов НМУ, при этом концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК;

Второй степени – если предсказывается два таких комплекса одновременно, и неблагоприятное направление ветра, когда ожидаются концентрации одного или нескольких контролируемых веществ выше 3 ПДК;

Предупреждение третьей степени составляется в случае, если при сократившихся НМУ ожидаются концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше 5 ПДК;

Размер сокращения выбросов для каждого предприятия в каждом конкретном случае устанавливают и корректируют местные органы Казгидромета. Снижение концентраций ЗВ в приземном слое должно составлять:

- по первому режиму – 15-20%;
- по второму режиму – 20-40%;
- по третьему режиму – 40-60%.

Отсюда следует, что для данного предприятия на период НМУ предлагаются мероприятия организационного и неорганизованного характера:

- особый контроль работы всех технологических процессов и оборудования;
- ограничения других работ не связанных с основной деятельностью.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ при НМУ в атмосфере на 20-40%.

4 Водоснабжение и водоотведение

Водоснабжение. Район расположения буровых площадок характеризуется отсутствием поверхностных вод. Блоки А и Е расположены за пределами водоохранных зон рек Жем, Сагиз, Уил и Каспийского моря установленных постановлением акимата Атырауской области от 26.04.2023 г. №153 «Об установлении водоохранных зон и полос рек Жем, Сагиз, Уил в пределах Атырауской области» и постановлением акимата Атырауской области от 12.04.2012г. №99 «Об установлении водоохранных зон и полос в Атырауской части Каспийского моря» *Приложение -2.*

Водоснабжение водой буровой бригады и персонала для питьевых и хозяйственных нужд будет осуществляться за счет привозной воды, в т.ч. бутилированной по договору с подрядной организацией *Договор №Р-ГА-036-22 Приложение-2.* Хранение воды для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд предусматривается в емкостях объемом по 20 м³. Специальное водопользование на период проведения разведочных работ не предусмотрено Приложение-2.

Число персонала, привлекаемого для бурения, обслуживания строительно-монтажных работ и геофизических исследований в скважинах, составит ориентировочно 30 человек. Мобильные вахтовые поселки для буровой бригады будут располагаться непосредственно вблизи буровой установки (вагончики с душем, умывальником) на расстоянии согласно приложению 1 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года № 355.

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

Продолжительность цикла строительства составляет 110 дней на каждую скважину. Баланс водоотведения и водопотребления приведен в таблице 3.5.1.

Водоотведение. Сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются и вывозятся согласно договору №S-HSE-18-22 с TOO «ZapKazSeervice». Сброс воды в поверхностные, подземные воды и на рельеф местности не планируется. В связи с тем, что вывоз сточных вод будет осуществляться подрядной организацией, очистка и повторное использование TOO «5А Ойл» не планируется.

Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения

Норма на одного человека: на питьевые нужды – 25л/сутки (0,025м³), на хозяйственно-бытовые нужды – 120 л/сутки(0,12м³) (СП РК 4.01-101-2012). Расчет потребности в технической воде производится по нормативу №2693.11.1982г. Нормативная потребность в технической воде составляет при бурении, креплении и освоении (испытании) – 4,123м³/сут, при подготовительных работах к бурению - 1,33м³/сут.

Таблица 4.1 - Ориентировочно максимальное количество рабочего персонала (согласно проекта)

Наименование работ	Кол-во чел.
Мобилизация (демобилизация), строительно-монтажные работы	30
Подготовительные работы к бурению	25
Бурение и крепление	25
Испытание на продуктивность	35
Итого	115

Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения скважины Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1 глубиной 1700м.

Расчет потребления воды на питьевые нужды.

$$\bullet V_{\text{пить}} = 0,025 \cdot 115 \cdot 110 = 316,25 \text{ м}^3$$

Расчет потребления воды на хоз. бытовые нужды.

$$\bullet V_{\text{хоз-быт}} = 0,12 \cdot 115 \cdot 110 = 1518 \text{ м}^3$$

Расчет потребления воды на технические нужды.

$$\bullet V_{\text{подгот и смр}} = 1,33 \text{ м}^3 \times 7 \text{ сут} = 9,31 \text{ м}^3/\text{сут};$$

- $V_{\text{бур и креп}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 22 \text{ сут} = 90,71 \text{ м}^3 / \text{сут};$
- $V_{\text{осв}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 81 \text{ сут} = 333,96 \text{ м}^3 / \text{сут}.$

Таблица 4.2 - Ориентировочно водопотребление и водоотведение на этап строительства скважин

Потребитель	сут	Количество, чел	Водопотребление		Водоотведение	
			м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Питьевые	110	115	0,025	316,25	-	-
Хоз-бытовые нужды			0,12	1518	-	1518
Техническая нужда			-	433,98	-	433,98
Всего		115	-	2268,229	-	1951,98
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	113,4114	-	97,598
Итого:	-	-	-	2154,817	-	1854,380

Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения скважины ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2 глубиной 1750м.

Расчет потребления воды на питьевые нужды.

▪ $V_{\text{пить}} = 0,025 \times 115 \times 110 = 316,25 \text{ м}^3$

Расчет потребления воды на хоз. бытовые нужды.

▪ $V_{\text{хоз-быт}} = 0,12 \times 115 \times 110 = 1518 \text{ м}^3$

Расчет потребления воды на технические нужды.

▪ $V_{\text{подгот и смр}} = 1,33 \text{ м}^3 \times 7 \text{ сут} = 9,31 \text{ м}^3 / \text{сут};$

▪ $V_{\text{бур и креп}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 23 \text{ сут} = 90,71 \text{ м}^3 / \text{сут};$

▪ $V_{\text{осв}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 80 \text{ сут} = 333,96 \text{ м}^3 / \text{сут}.$

Таблица 4.3 - Ориентировочно водопотребление и водоотведение на этап строительства скважин

Потребитель	сут	Количество, чел	Водопотребление		Водоотведение	
			м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Питьевые	110	115	0,025	316,25	-	-
Хоз-бытовые нужды			0,12	1518	-	1518
Техническая нужда			-	433,98	-	433,98
Всего		115	-	2268,229	-	1951,98
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	113,4114	-	97,598
Итого:	-	-	-	2154,817	-	1854,380

Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения скважины Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5 глубиной 1000м.

Расчет потребления воды на питьевые нужды.

▪ $V_{\text{пить}} = 0,025 \times 115 \times 110 = 316,25 \text{ м}^3$

Расчет потребления воды на хоз. бытовые нужды.

▪ $V_{\text{хоз-быт}} = 0,12 \times 115 \times 110 = 1518 \text{ м}^3$

Расчет потребления воды на технические нужды.

▪ $V_{\text{подгот и смр}} = 1,33 \text{ м}^3 \times 7 \text{ сут} = 9,31 \text{ м}^3 / \text{сут};$

▪ $V_{\text{бур и креп}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 12 \text{ сут} = 90,71 \text{ м}^3 / \text{сут};$

▪ $V_{\text{осв}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 91 \text{ сут} = 333,96 \text{ м}^3 / \text{сут}.$

Таблица 4.4 - Ориентировочно водопотребление и водоотведение на этап строительства скважин

Потребитель	сут	Количество, чел	Водопотребление		Водоотведение	
			м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Питьевые	110	115	0,025	316,25	-	-
Хоз-бытовые нужды			0,12	1518	-	1518
Техническая нужда			-	433,98	-	433,98
Всего		115	-	2268,229	-	1951,98
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	113,4114	-	97,598
Итого:	-	-	-	2154,817	-	1854,380

Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения скважины КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3 глубиной 1300м.

Расчет потребления воды на питьевые нужды.

$$V_{\text{пить}} = 0,025 \cdot 115 \cdot 110 = 316,25 \text{ м}^3$$

Расчет потребления воды на хоз. бытовые нужды.

$$V_{\text{хоз-быт}} = 0,12 \cdot 115 \cdot 110 = 1518 \text{ м}^3$$

Расчет потребления воды на технические нужды.

$$V_{\text{подгот и смр}} = 1,33 \text{ м}^3 \times 7 \text{ сут} = 9,31 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{\text{бур и креп}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 16 \text{ сут} = 90,71 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$V_{\text{осв}} = 4,123 \text{ м}^3 \times 87 \text{ сут} = 333,96 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Таблица 4.5 - Ориентировочно водопотребление и водоотведение на этап строительства скважин

Потребитель	сут	Количество, чел	Водопотребление		Водоотведение	
			м³/сут.	м³/цикл	м³/сут.	м³/цикл
Питьевые	110	115	0,025	316,25	-	-
Хоз-бытовые нужды			0,12	1518	-	1518
Техническая нужда			-	433,98	-	433,98
Всего		115	-	2268,229	-	1951,98
Безвозвратные потери, 5%	-	-	-	113,4114	-	97,598
Итого:	-	-	-	2154,817	-	1854,380

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

Технологией проведения буровых работ предусмотрено рациональное использование сырьевых ресурсов.

5 Предварительные объемы отходов производства и потребления

В процессе бурения и эксплуатации скважин образуются бытовые и производственные отходы.

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.

Размещение отходов потребления на объектах предприятия не предусмотрено. Отходы потребления временно хранятся в контейнерах и по мере накопления сдаются в специализированные предприятия по договору.

Вывоз производственных отходов, образующиеся в результате деятельности с территории месторождения для утилизации и переработки, осуществляется подрядной организацией согласно договора.

Буровые отходы своевременно вывозятся подрядной организацией на основе договора. Бурение скважин будет осуществляться **безамбарным методом**. Сбор и хранение буровых отходов не предусмотрено.

Предварительные виды и характеристика образующихся отходов производства и потребления.

Буровой шлам (БШ) – выбуренная порода, отделенная от буровой промывочной жидкости очистным оборудованием. Буровой шлам по минеральному составу нетоксичен. Удельная плотность бурового шлама в среднем равна 2,1 т/м³, при соприкосновении с отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная

плотность уменьшается на величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Код отхода 010505*. Классификация отхода- опасные отходы

Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровой шлам - собирается в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузится на автотранспорт подрядчика и вывозится за пределы контрактной территории Компании. **Временное хранение не предусмотрено.**

Отработанный буровой раствор (ОБР) – один из видов отходов при бурении скважины. О загрязняющей способности отработанного бурового раствора судят по содержанию в нем нефти и органических примесей, оцениваемых по показателю ХПК, по значению водородного показателя pH и минерализации жидкой фазы. Именно эти показатели свидетельствуют о том, что ОБР является опасным среди других отходов бурения загрязнителем окружающей природной среды. Плотность бурового раствора согласно тех проекту 1,45 т/м³.

Код отхода 010505*. Классификация отхода- опасные отходы

Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, отработанный буровой раствор - собирается в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузится на автотранспорт подрядчика и вывозится за пределы контрактной территории Компании. **Временное хранение отходов не предусмотрено.**

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивает высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Код отхода 010506*. Классификация отхода- опасные отходы

Согласно планируемому техническому заданию и договору с компанией, осуществляющей бурение скважин, буровые сточные воды - собираются в специальных металлических контейнерах, с приемной емкости буровой установки сразу же грузятся на автотранспорт подрядчика и вывозятся за пределы контрактной территории Компании. **Временное хранение отходов не предусмотрено.**

Отработанные масла - сбор их производится в специальные емкости (бочки с крышкой V=200 л), установленные на предприятии на площадках с твердым покрытием, срок временного хранения – не более суток.

Код отхода 130206*. Классификация отхода- опасные отходы

ТБО образуются в процессе производственной деятельности работающего персонала.

Сбор коммунальных отходов производится в металлические контейнеры (V=1,5 м³) с герметичной крышкой, расположенные в местах образования отходов.

Сбор и вывоз согласно заключенному договору.

Согласно Приказу и.о Министра здравоохранения Республики, Казахстан от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020 Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» - Срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0⁰С и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток.

Код отхода 200108. Классификация отхода- не опасные отходы

Металлолом образуется в процессе технического обслуживания транспортных средств и технологического оборудования и их демонтажа. При плановой или аварийной замене запасных частей.

Собирается на площадке S=20м² для временного складирования металлолома. По мере накопления вывозятся подрядной организацией. Срок хранения не более 3 мес.

Код отхода 020110. Классификация отхода-не опасные отходы

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

Собираются в специальные контейнеры ($V=0,016\text{м}^3$), установленные в местах проведения сварочных работ, хранятся на территории предприятия (склад S-20м²) согласно продолжительности работ (160 суток), по мере завершения работ, вывозятся согласно заключенному договору со специализированной организацией.

Код отхода 120113. Классификация отхода-не опасные отходы

Предварительный расчет объема отходов при строительстве скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1 глубиной 1700м:

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{п}} = \sum V_{\text{п.инт.}}, \text{ м}^3$$

где $V_{\text{п.инт.}}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м³.

$$V_{\text{п.инт.}} = K_1 * \pi * R^2 * L, \text{ м}^3$$

Таблица 5.1 – Предварительный объем выбуренной породы при строительстве скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1

Интервал	k_1	π	$Dd, \text{ м}$	$R^2, \text{ м}$	$L, \text{ глубина интервала}$	$V_{\text{п}}, \text{ м}^3$
0-20	1,2	3,14	0,3397	0,028849023	20	2,174062336
20-700	1,2	3,14	0,2445	0,014945063	680	38,29283694
700-1700	1,2	3,14	0,1778	0,00790321	1000	29,77929528
ВСЕГО $V_{\text{п.}}$:						70,24619456

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; $R=D/2$ (D диаметр интервала скважины согласно тех. проекту);

L – глубина интервала скважины, м.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} * 1,2, \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ш}} = 70,246 * 1,2 = 84,295 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами

Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} * \rho$$

где ρ - объемный вес бурового шлама, т/м³.

$$M_{\text{ш}} = 84,295 \text{ м}^3 * 1,75 \text{ т/м}^3 = 147,51 \text{ т.}$$

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * V_{\text{п}} * K_1 + 0,5 * V_{\text{ц}}, \text{ м}^3$$

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. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки ($V_{\text{ц}} = 90 \text{ м}^3$);

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25, согласно тех. проекту буровой раствор повторно использоваться не будет.

$$V_{\text{обр}} = 1,2 * 70,246 \text{ м}^3 * 1,052 + 0,5 * 90 = 133,68 \text{ м}^3$$

Масса отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{обр}} = V_{\text{обр}} * \rho,$$

где ρ - удельный вес отработанного бурового раствора, т/м³.

$$M_{\text{обр}} = 133,68 \text{ м}^3 * 1,45 \text{ т/м}^3 = 193,83 \text{ т.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{бсв}}$) рассчитывается согласно нижеследующей формуле:

$$V_{\text{бсв}} = 2 * V_{\text{обр}}$$

Для 1 скважины

$$V_{\text{бсв}} = 2 * 133,68 = 267,36 \text{ м}^3$$

Масса сброса загрязняющего вещества в отводимых буровых сточных водах определяется по формуле:

$$M_i = V_{\text{БСВ}} \times C_i \times 10^{-6}, \text{ т.}$$

где C_i – концентрация i -го загрязняющего вещества согласно составу отводимых сточных вод, г/м³. Ориентировочно концентрация равна **68,75 кг/м³ $\approx$ 68750 г/м³**

$$M_{i\text{скв}} = 267,36 \times 68750 \times 10^{-6} = 18,38 \text{ т}$$

Предварительный расчет объема отходов при строительстве скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2 глубиной 1750м:

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{п}} = \sum V_{\text{п.инт.}}, \text{ м}^3$$

где $V_{\text{п.инт.}}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м³.

$$V_{\text{п.инт.}} = K_1 \times \pi \times R^2 \times L, \text{ м}^3$$

Таблица 5.2 – Предварительный объем выбуренной породы при строительстве скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2

Интервал	k_1	π	$Dd, \text{ м}$	$R^2, \text{ м}$	$L, \text{ глубина интервала}$	$V_{\text{п}}, \text{ м}^3$
0-30	1,2	3,14	0,3397	0,028849023	30	3,261093503
30-350	1,2	3,14	0,2445	0,014945063	320	18,02015856
350-1750	1,2	3,14	0,1778	0,00790321	1400	41,69101339
ВСЕГО $V_{\text{п}}$:						62,97226546

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; $R = D/2$ (D диаметр интервала скважины согласно тех. проекту);

L – глубина интервала скважины, м.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times 1,2, \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ш}} = 62,97 \times 1,2 = 75,56 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами

Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times \rho$$

где ρ - объемный вес бурового шлама, т/м³.

$$M_{\text{ш}} = 75,56 \text{ м}^3 \times 1,75 \text{ т/м}^3 = 132,24 \text{ т.}$$

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times V_{\text{п}} \times K_1 + 0,5 \times V_{\text{ц}}, \text{ м}^3$$

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. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки ($V_{\text{ц}} = 90 \text{ м}^3$);

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25, согласно тех. проекту буровой раствор повторно использоваться не будет.

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times 62,97 \text{ м}^3 \times 1,052 + 0,5 \times 90 = 124,49 \text{ м}^3$$

Масса отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ОБР}} = V_{\text{ОБР}} \times \rho,$$

где ρ - удельный вес отработанного бурового раствора, т/м³.

$$M_{\text{ОБР}} = 124,49 \text{ м}^3 \times 1,45 \text{ т/м}^3 = 180,52 \text{ т.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{БСВ}}$) рассчитывается согласно нижеследующей формуле:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times V_{\text{ОБР}}$$

Для 1 скважины

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times 124,49 = 248,99 \text{ м}^3$$

Масса сброса загрязняющего вещества в отводимых буровых сточных водах определяется по формуле:

$$M_i = V_{\text{БСВ}} \times C_i \times 10^{-6}, \text{ т.}$$

где C_i – концентрация i -го загрязняющего вещества согласно составу отводимых сточных вод, г/м³. Ориентировочно концентрация равна **68,75 кг/м³ ≈ 68750 г/м³**

$$M_{i\text{БСВ}} = 248,99 \times 68750 \times 10^{-6} = 17,12 \text{ т}$$

Предварительный расчет объема отходов при строительстве скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5 глубиной 1000м:

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{п}} = \sum V_{\text{п.инт.}}, \text{ м}^3$$

где $V_{\text{п.инт.}}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м³.

$$V_{\text{п.инт.}} = K_1 \times \pi \times R^2 \times L, \text{ м}^3$$

Таблица 5.3 – Предварительный объем выбуренной породы при строительстве скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5

Интервал	k_1	π	$Dd, \text{ м}$	$R^2, \text{ м}$	$L, \text{ глубина интервала}$	$V_{\text{п}}, \text{ м}^3$
0-30	1,2	3,14	0,3397	0,028849023	30	3,261093503
30-350	1,2	3,14	0,2445	0,014945063	320	18,02015856
350-1000	1,2	3,14	0,1778	0,00790321	650	19,35654193
ВСЕГО $V_{\text{п}}$:						40,637794

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; $R = D/2$ (D диаметр интервала скважины согласно тех. проекту);

L – глубина интервала скважины, м.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times 1,2, \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ш}} = 40,64 \times 1,2 = 48,76 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами

Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times \rho$$

где ρ - объемный вес бурового шлама, т/м³.

$$M_{\text{ш}} = 48,76 \text{ м}^3 \times 1,75 \text{ т/м}^3 = 85,34 \text{ т.}$$

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times V_{\text{п}} \times K_1 + 0,5 \times V_{\text{ц}}, \text{ м}^3$$

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. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки ($V_{\text{ц}} = 90 \text{ м}^3$);

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25, согласно тех. проекту буровой раствор повторно использоваться не будет.

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times 40,64 \text{ м}^3 \times 1,052 + 0,5 \times 90 = 96,30 \text{ м}^3$$

Масса отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ОБР}} = V_{\text{ОБР}} \times \rho,$$

где ρ - удельный вес отработанного бурового раствора, т/м³.

$$M_{\text{ОБР}} = 96,30 \text{ м}^3 \times 1,45 \text{ т/м}^3 = 139,64 \text{ т.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{БСВ}}$) рассчитывается согласно нижеследующей формуле:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times V_{\text{ОБР}}$$

Для 1 скважины

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times 96,30 = 192,60 \text{ м}^3$$

Масса сброса загрязняющего вещества в отводимых буровых сточных водах определяется по формуле:

$$M_i = V_{\text{БСВ}} \times C_i \times 10^{-6}, \text{ т.}$$

где C_i – концентрация i -го загрязняющего вещества согласно составу отводимых сточных вод, г/м³. Ориентировочно концентрация равна **68,75 кг/м³ ≈ 68750 г/м³**

$$M_{i\text{скв}} = 192,60 \times 68750 \times 10^{-6} = 13,24 \text{ т}$$

Предварительный расчет объема отходов при строительстве скважин КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3:

Суммарный объем выбуренной породы всей скважины рассчитывают по формуле:

$$V_{\text{п}} = \sum V_{\text{п.инт.}}, \text{ м}^3$$

где $V_{\text{п.инт.}}$ – объем выбуренной породы интервала скважины, м³.

$$V_{\text{п.инт}} = K_1 \times \pi \times R^2 \times L, \text{ м}^3$$

Таблица 5.4 – Предварительный объем выбуренной породы при строительстве скважин КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3

Интервал	k_1	π	$Dd, \text{ м}$	$R^2, \text{ м}$	$L, \text{ глубина интервала}$	$V_{\text{п}}, \text{ м}^3$
0-50	1,2	3,14	0,3397	0,028849023	50	5,43515584
50-230	1,2	3,14	0,2445	0,014945063	180	10,1363392
230-1300	1,2	3,14	0,1778	0,00790321	1070	31,8638459
ВСЕГО $V_{\text{п}}$:						47,435341

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; $R = D/2$ (D диаметр интервала скважины согласно тех. проекту);

L – глубина интервала скважины, м.

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{\text{ш}} = V_{\text{п}} \times 1,2, \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ш}} = 47,43 \times 1,2 = 56,92 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами

Масса бурового шлама рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ш}} = V_{\text{ш}} \times \rho$$

где ρ - объемный вес бурового шлама, т/м³.

$$M_{\text{ш}} = 56,92 \text{ м}^3 \times 1,75 \text{ т/м}^3 = 99,614 \text{ т.}$$

Объем отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times V_{\text{п}} \times K_1 + 0,5 \times V_{\text{ц}}, \text{ м}^3$$

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. Объем циркуляционной системы буровой установки определяется в соответствии с паспортными данными установки ($V_{\text{ц}} = 90 \text{ м}^3$);

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25, согласно тех. проекту буровой раствор повторно использоваться не будет.

$$V_{\text{ОБР}} = 1,2 \times 47,43 \text{ м}^3 \times 1,052 + 0,5 \times 90 = 104,88 \text{ м}^3$$

Масса отработанного бурового раствора рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{ОБР}} = V_{\text{ОБР}} \times \rho,$$

где ρ - удельный вес отработанного бурового раствора, т/м³.

$$M_{\text{ОБР}} = 104,88 \text{ м}^3 \times 1,45 \text{ т/м}^3 = 134,25 \text{ т.}$$

Объем буровых сточных вод ($V_{\text{БСВ}}$) рассчитывается согласно нижеследующей формуле:

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times V_{\text{ОБР}}$$

Для 1 скважины

$$V_{\text{БСВ}} = 2 \times 104,88 = 209,7647 \text{ м}^3$$

Масса сброса загрязняющего вещества в отводимых буровых сточных водах определяется по формуле:

$$M_i = V_{\text{БСВ}} \times C_i \times 10^{-6}, \text{ т.}$$

где C_i – концентрация i -го загрязняющего вещества согласно составу отводимых сточных вод, г/м³. Ориентировочно концентрация равна **68,75 кг/м³ $\approx$ 68750 г/м³**

$$M_{\text{Искв}} = 209,76 \times 68750 \times 10^{-6} = 14,42 \text{ т}$$

Отработанные масла. Количество отработанного масла от буровых установок принимается, согласно Сборника методик по расчету объемов 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 14 т.

Расчет объема отработанного масла произведен, исходя из предположения, что масло состоит на 50% из моторного и на 50% из трансмиссионного масла.

Количество отработанного моторного масла составляет: **7*26/100= 1,82 т;**

Количество отработанного трансмиссионного масла составляет: **7*13/100 = 0,91 т.**

Всего отработанного масла = 2,73 т.

Твердо-бытовые отходы

Согласно РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов и размещения отходов производства» Количество ТБО определяется по формуле:

$$Q_{\text{Тбо}} = P * M * N,$$

где:

P – норма накопления отходов на 1 чел в год, 0,3 м³/чел;

ρ – плотность отхода, 0,25 т/м³.

$$P = 0,3 \text{ м}^3/\text{чел} * 0,25 \text{ т/м}^3 = 0,075 \text{ т/год}; 0,075 \text{ т/год} / 365 = 0,000205 \text{ т/сут}$$

M – численность работающего персонала, 115 чел.;

N – время работы общее с учетом освоения (испытания), 110 сут;

$$Q_{\text{Тбо}} = 0,000205 \text{ т/сут} * 115 \text{ чел} * 110 \text{ суток} = 2,59 \text{ т/год}$$

Металлолом

В процессе демонтажа оборудования в качестве отходов образуется металлолом. Согласно «Методических рекомендаций...» (29), определяется по формуле:

$$N_{\text{л}} = n * \alpha * M,$$

где: $N_{\text{л}}$ – количество лома черных металлов, т/год;

n – количество автотранспортных средств грузовые – 9 ед.;

α – коэффициент образования лома:

- грузовой транспорт – 0,016.

M – масса металла на единицу транспорта, т:

- грузового – 4,74.

$$N_{\text{л}} = 9 * 0,016 * 4,74 = 0,6825 \text{ т/год}$$

Огарки сварочных электродов

Расчет объема образования огарков электродов сварки, произведен согласно «Временных методических рекомендаций...» (7) по формуле:

$$M = G * n * 10^{-5} \text{ т/год},$$

где G – количество использованных электродов, 500 кг/год;

n – норматив образования огарков от расхода электродов, 15%.

$$M = 500 * 15 * 10^{-5} = 0,075.$$

Объем огарков электродов сварки составляет 0,075 тонны.

Таблица 5.5 Классификация отходов и объем образования

№ п/п	Вид отхода	Код отхода	Классификация отхода	При бурении скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1, т/год	При бурении скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2, т/год	При бурении скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5, т/год	При бурении скважин КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3: , т/год
1	Буровой шлам	010505*	Опасные отходы	147,51	132,24	85,34	99,614
2	Отработанный буровой раствор	010505*	Опасные отходы	193,83	180,52	139,64	134,25
3	Буровые сточные воды	010506*	Опасные отходы	18,38	17,12	13,24	14,42
4	Отработанные масла	130206*	Опасные отходы	2,73	2,73	2,73	2,73
5	Огарки электродов	120113	Неопасные отходы	0,075	0,075	0,075	0,075
6	ТБО	200108	Неопасные отходы	2,59	2,59	2,59	2,59
7	Металлолом	020110	Неопасные отходы	0,68256	0,68256	0,68256	0,68256

Таблица 5.6 – лимиты накопления отходов на 2022-2023 год при бурении скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1

Вид отхода	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Количество т/год
1	2	3
Всего	0	365,79
В том числе отходов производства	0	363,2
Отходов потребления	0	2,59
Опасные отходы		
Буровой шлам	0	147,51
Отработанный буровой раствор	0	193,83
Буровые сточные воды	0	18,38
Отработанные масла	0	2,73
Неопасные отходы		
Огарки электродов	0	0,075
Твёрдо-бытовые отходы (ТБО)	0	2,59
Металлолом	0	0,68256

Таблица 5.6 – лимиты накопления отходов на 2022-2023 год при бурении скважин при бурении скважин ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2

Вид отхода	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Количество т/год
1	2	3
Всего	0	335,95
В том числе отходов производства	0	333,36
Отходов потребления	0	2,59
Опасные отходы		
Буровой шлам	0	132,24
Отработанный буровой раствор	0	180,52
Буровые сточные воды	0	17,12
Отработанные масла	0	2,73
Неопасные отходы		
Огарки электродов	0	0,075

Твёрдо-бытовые отходы (ТБО)	0	2,59
Металлолом	0	0,68256

Таблица 5.6 – лимиты накопления отходов на 2022-2023 год при бурении скважин при бурении скважин Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5

Вид отхода	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Количество т/год
1	2	3
Всего	0	244,29
В том числе отходов производства	0	241,7
Отходов потребления	0	2,59
Опасные отходы		
Буровой шлам	0	85,34
Отработанный буровой раствор	0	139,64
Буровые сточные воды	0	13,24
Отработанные масла	0	2,73
Неопасные отходы		
Огарки электродов	0	0,075
Твёрдо-бытовые отходы (ТБО)	0	2,59
Металлолом	0	0,68256

Таблица 5.6 – лимиты накопления отходов на 2022-2023 год при бурении скважин Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1

Вид отхода	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Количество т/год
1	2	3
Всего	0	254,36
В том числе отходов производства	0	251,77
Отходов потребления	0	2,59
Опасные отходы		
Буровой шлам	0	99,614
Отработанный буровой раствор	0	134,25
Буровые сточные воды	0	14,42
Отработанные масла	0	2,73
Неопасные отходы		
Огарки электродов	0	0,075
Твёрдо-бытовые отходы (ТБО)	0	2,59
Металлолом	0	0,68256

6. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду проекта на территорию выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе бурения.

Комплексная оценка воздействия выполнена для условий штатного режима и условий возникновения возможных аварийных ситуаций.

Территория планируемой деятельности приурочена к чувствительной зоне антропогенных воздействий в котором небольшие изменения в результате хозяйственной деятельности, способны повлечь за собой нежелательные изменения в отдельных компонентах окружающей среды. Для предотвращения негативного воздействия на компоненты ОС необходимо тщательное соблюдение природоохранных мероприятий. В связи с проектом предусматривались технологии и технические решения, реализация которых в наименьшей степени воздействовала бы на окружающую среду. Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, недра, флора и фауна района, и социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Работы по освоению месторождения являются многоэтапными, затрагивающими различные компоненты окружающей среды. Воздействия на окружающую среду на этапах производственных операций различны, в связи с чем, представляется целесообразным рассмотреть их отдельно.

Негативное воздействие на все компоненты природной среды по большинству этапов развития месторождения не выходит за пределы *незначительного и умеренного* уровня. *Умеренное и локальное* воздействие на отдельные компоненты окружающей среды прогнозируется при строительстве скважин.

Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, недра, флора и фауна района, социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Таблица 6.1 Интегральная оценка воздействия на природную среду при реализации проекта

Компонент ОС	Тип действия	Показатели воздействия			Интегральная оценка
		Интенсивность	Пространственный масштаб	Временной масштаб	
Атмосферный воздух	Выбросы загрязняющих веществ от работы дизельных генераторов, сварочного поста при бурении скважин и работы технологического и вспомогательного оборудования	Незначительная	Локальный	При бурении-кратковременный, при эксплуатации - длительный	Низкая
Подземные воды	Отсутствует	-	-	-	-
Поверхностные воды	Непосредственное воздействие отсутствует, есть вероятность вторичного загрязнения	-	-	-	Низкая
Геологическая среда	нарушении сплошности пород, загрязнение пород нефтью, пластовыми водами, токсичными реагентами буровых растворов , нарушение естественного залегания горных пород	Малая	Локальный	Кратковременный	Низкая
Почвы	расширение сети грунтовых дорог к участкам работ, строительство эксплуатационных скважин; движение автотранспорта	Незначительная	Локальный и точечный	Средний	Низкая
Флора		Незначительная	Локальный	Кратковременный	Низкая
Фауна	изъятие и уничтожение части местообитания; усиление фактора беспокойства; сокращения площади местообитаний; качественное изменение среды; движение автотранспорта.	Малая	Локальный	Кратковременный	Низкая

Таблица 6.2 - Интегральная оценка на социально-экономические аспекты реализации проекта

Компонент соц. – экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний	Положительная
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный	Низкая
	Рост доходов населения	Средний	Положительная
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый	Низкая
	Рост доходов населения	Средний	Положительная
Доходы населения	Рост доходов связанных с созданием рабочих мест и увеличением заработной платы	Средний	Положительная
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый	Низкая
Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный	Положительная
Экономика	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный	Положительная
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный	Положительная
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный	Положительная

Таблица 6.3 - Основные виды воздействия на окружающую среду и основные мероприятия по их снижению

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ. Спецтехника и автотранспорт. Работа технологического оборудования. Шумовые воздействия	1) выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников; 2) внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;
Водные ресурсы	Фильтрационные утечки углеводородного сырья. Фильтрационные утечки углеводородов из отходов и далее в подземные воды через почвенный покров	1) проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Гриффообразование. Внутрипластовые перетоки флюида	1) внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию;

Почвенно-растительный покров	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя. Тепловое и электромагнитное воздействие. Иссущение.	1) мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния; 2) рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;
Животный мир и растительный мир	Незначительное уменьшение площади обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих механизмов.	1) озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам; 2) охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет заключить, что реализация проекта при условии соблюдения проектных технологических решений не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду.

6.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

Источниками воздействия на атмосферный воздух является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для бурения скважин.

Таблица 6.1.1 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Атмосферный воздух при бурении скважин				
Выбросы ЗВ в атмосферу от стационарных источников	Локальное 1	Воздействие средней продолжительности 2	Умеренное 3	Воздействие низкой значимости 6
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Ограниченное воздействие 2	Воздействие средней продолжительности 2	Слабое 2	Низкой значимости 8

Вывод: В целом воздействия работ при строительстве скважин на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как *локальное, слабое и временное*.

6.2 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Источниками загрязнения вод при разработке месторождений могут быть: бытовые и технические воды, химические реагенты.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий.

Таблица 6.2.1 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Подземные воды				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Локальное 1	Временное 1	Слабое 2	низкой значимости 2

Выводы: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействия на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *временное* и по величине как *умеренное*.

6.3 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- бурение скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 6.3.1 - Анализ воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия
1	2	3	4	5
При бурении	разрушения массива горных пород, поступления в подземные горизонты буровых растворов	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2
Движения спецтехники по площади	Нарушения верхней части геологической среды	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2

Выводы: Воздействия на геологическую среду оценивается: в пространственном масштабе как *локальное*, во временном как *временное* и по интенсивности, как *умеренное*.

6.4 Оценка воздействия на почвенный покров

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеперечисленных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах вод с буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, буровыми сточными водами, при случайных разливах ГСМ.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Разбуривание скважин является экологически опасным видом работ, который сопровождается различного рода техногенными нарушениями компонентов окружающей среды. Воздействие обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом происходит загрязнение почвы, грунтов, горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

Как известно бурение скважин неизбежно связано с образованием значительных объемов отходов, к которым относятся соленасыщенный отработанный буровой раствор, буровой шлам, сточные воды. Токсичность всех этих отходов определяется составом бурового реагента, составом материнской породы, составом пластовых вод. В составе отработанного бурового раствора, бурового шлама, буровых сточных вод обычно отмечается повышенное содержание органических веществ всех классов, в т.ч. растворимых солей, мелкодисперсных и коллоидных фракций, большое количество тяжелых металлов.

Таблица 6.4.1 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенного покрова

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Почвы и почвенный покров				
Изъятие земель	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Среднее 2	низкой значимости 4
Воздействие на качество изымаемых земель	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Механические нарушения почвенного покрова при бурении скважин	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как *умеренное, локальное и временное*.

6.5 Оценка воздействия на растительность

На состояние растительности территории, оказывают воздействие как природные, так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

- природные (климатические, эдафические, литологические, и др.);

- антропогенно-природные или антропогенно-стимулированные (опустынивание, засоление);
- антропогенные (выпас, строительство и др.).

Проведение работ по бурению и эксплуатации скважин отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

- частичное повреждение растений
- загрязнения почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами;
- запыления придорожной растительности;
- бурения скважин

Таблица 6.5.1 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Растительность				
Снятие растительного покрова	Ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4
Химическое загрязнение	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	низкой значимости 4

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как *умеренное, локальное и временное*.

6.6 Факторы воздействия на животный мир

В период проведения работ по реализации рассматриваемого проекта влияние на представителей животного мира может сказываться при воздействии следующих факторов:

- прямых (изъятие или вытеснение части популяций, уничтожение части мест обитания и т.д.)
- косвенных (сокращение площади мест обитания, качественное изменение среды обитания).

Хозяйственная деятельность на участке работ приведет к усилению фактора беспокойства. Плотность населения пресмыкающихся групп животных при обустройстве участка в радиусе 1 км может снизиться в 2-3 раза. В радиусе 3-5 км снизится численность степного орла, а дрофа-красотка переместится в более отдаленные пустынные участки. Произойдет вытеснение из ближайших окрестностей лисицы, корсака, летучих мышей, большинства тушканчиков. На миграцию птиц производимые работы существенного влияния не окажут. В связи со значительной отдаленностью участков планируемых работ от мест обитания редких видов животных, внесенных в Красную Книгу, реализация проекта не отразится на сохранности и площади их мест обитания.

Для снижения негативного воздействия на животных и на их место обитания при проведении работ по строительству скважин, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин необходимо учитывать наличие на территории самих животных, их гнёзд, нор и избегать их уничтожения или разрушения. Учитывая, что на территории планируемых работ, большая часть млекопитающих, пресмыкающихся и некоторых видов птиц, ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижение автотранспорта в ночное время. При планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать внедорожных передвижений автотранспорта. Важно обеспечить контроль за случайной (не планируемой) деятельностью нового населения (нелегальная охота и т. п.). На весь период работ необходимо проведение постоянных мероприятий по восстановлению нарушенных участков местности и своевременному устранению неизбежных загрязнений и промышленно-бытовых отходов со всей площади, затронутой хозяйственной деятельностью.

В целом, причиной сокращения численности и разнообразия животного мира являются следующие факторы:

- изъятие и уничтожение части местообитания;

- усиление фактора беспокойства;
- сокращение площади местообитаний;
- качественное изменение среды;
- движение автотранспорта.

Таблица 6.6.1 - Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Фауна				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	ограниченное воздействие 2	Временное 1	Слабое 2	средней значимости 4

6.7 Радиационная обстановка

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;

- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;

- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все участки работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

Исходя из геолого-геоморфологических условий района исследований, первично природная радиационная обстановка соответствует относительно низкому уровню радиоактивности, характерному для селитебных территорий равнинных ландшафтов.

6.8 Физические воздействия

Акустическое воздействие

Шум. Технологические процессы проведения сейсморазведочных работ являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, 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. Во время бурения на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

Для оценки суммарного воздействия производственного шума используется суточная доза. Суточная доза состоит из 3 парциальных доз, соответствующих 3 восьмичасовым периодам суток, отражающим основные виды жизнедеятельности человека: труд, деятельность и отдых в домашних условиях, сон.

Парциальные дозы определяют отдельно для каждого восьмичасового периода с учетом соответствующих им допустимых уровней шума. Расчет парциальных доз шума для 3 периодов жизнедеятельности проводят по разности между фактическими и допустимыми уровнями звука в дБА. Для этого находят три значения разностей уровней и по таблице соответствующие им превышения допустимых доз для каждого периода. Среднесуточную дозу определяют делением суммы парциальных доз на 3 (количество периодов суток).

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

На контрактной территории оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости, звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

Шумовое воздействие автотранспорта. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, применительно к условиям строительных работ, составляют: грузовые автомобили с полезной массой свыше 3,5 т создают уровень звука – 89дБ (А); грузовые автомобили с дизельным двигателем мощностью 162кВт и выше – 91 дБ (А).

Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73 дБ (А). Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток конструктивных особенностей дорог и т.д.

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Электромагнитные излучения. 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 документами.

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.

Источниками электромагнитных излучений будут являться высоковольтные линии электропередач после ввода их в эксплуатацию, и трансформаторные подстанции с силовыми трансформаторами.

Эти объекты устанавливаются и эксплуатируются только в соответствии с требованиями электробезопасности (высота опор, количество проводов и изоляторов на них). Поэтому ЛЭП не будет представлять опасности, как для населения, так и для ОС.

Аналогичные условия предъявляются и к трансформаторным подстанциям, которые также не будут являться источниками неблагоприятного электромагнитного воздействия на ОС.

Вибрация. Действие вибрации на организм проявляется по – разному в зависимости от того, как действует вибрация. Общая вибрация воздействует на весь организм. Этот вид вибрации проявляется в проведении буровых работ.

Локальная (местная) вибрация воздействует на отдельные части тела (например, при работе с ручным пневмоинструментом, виброуплотнителями и т.д.).

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.

Методы защиты от вибраций включают в себя способы и приемы по снижению вибрации как в источнике их возникновения, так и на путях распространения упругих колебаний в различных средах.

Эффективным методом снижения вибраций в источнике является выбор оптимальных режимов работы, состоящий, главным образом, в устранении резонансных явлений в процессе эксплуатации механизмов.

6.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

Исследуемая территория административно находится в Актюбинской области. Проводимые работы способствуют:

- Организации современной инфраструктуры;
- Поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 6.9.1.

Таблица 6.9.1 - Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта

Тип воздействия при реализации проекта	Компонент социально-экономической среды
Стимуляция экономической активности, развитие конкуренции, создание новых видов производств	Экономика
Сохранение старых и создание новых рабочих мест	Трудовая занятость
Улучшение медицинского обслуживания, повышение уровня жизни	Здоровье населения
Стимуляция научно-прикладных разработок и исследований, рост потребности в квалифицированных кадрах	Образование и научная сфера
Улучшение демографической ситуации в связи с ростом уровня жизни	Демографическая ситуация
Повышение доходов населения в связи со стабильной высокооплачиваемой работой	Доходы населения
Материальная поддержка культурных мероприятий, сохранение исторических памятников	Культурная среда
Повышение уровня инфляции за счет удорожания земли, жилья, услуг	Инфляция

Интегральная оценка воздействия на социально-экономические аспекты реализации проекта приведена в таблице 6.9.2.

Таблица 6.9.2 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты

Компонент социально-экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка воздействия
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний (+)	Положительное
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный (+)	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Сильный (+)	
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Средний (+)	
Доходы населения	Рост доходов в связи с созданием рабочих мест и увеличением уровня заработной платы	Средний (+)	Положительное
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый (-)	Низкое

Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный (+)	Положительное
Экономика	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный (+)	Положительное
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный (+)	Положительное
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный (+)	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный (+)	Положительное

Положительные аспекты интегрального воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта отмечаются для большинства рассматриваемых аспектов, отдельные негативные моменты не выходят за пределы *низкого* уровня воздействия.

Вывод: Работы на контрактной территории оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

6.10 Оценка влияния отходов на окружающую среду

Влияние отходов производства и потребления на природную среду будет минимальным при условии выполнения соответствующих санитарно-эпидемиологических и экологических норм, направленных на минимизацию негативных последствий антропогенного вмешательства в окружающую среду. Основными моментами экологической безопасности, соблюдения которых следует придерживаться при любом производстве, являются:

- предупреждение образования отдельных видов отходов и уменьшение образования объемов других;
- исключение образования экологически опасных видов отходов путем перехода на использование других веществ, материалов, технологий;
- предотвращения смешивания различных видов отходов;
- организация максимально возможного вторичного использования отходов;
- снижение негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды в процессе хранения, транспортировки, захоронении и утилизации отходов.

Кроме этого, необходимо принять во внимание тот момент, что даже стопроцентное соблюдение требований организации сбора, хранения и захоронения отходов не может полностью исключить проявление локального воздействия отходов производства и потребления на природную среду. Для минимизации воздействия влияния отходов на процесс жизнедеятельности окружающей среды необходима четко работающая схема сбора, хранения, захоронения и утилизации отходов производства и потребления с учетом всех современных средств и технологий в этой области. В целом же воздействие отходов на состояние окружающей среды может быть предварительно оценено:

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Отходы	точечный 1	многолетний 4	Слабое 2	Низкой значимости 8

Вывод: Интегральная оценка воздействия составит 8 баллов – воздействие *низкая*. При значимости воздействия *низкая* изменение среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Популяция и сообщества возвращаются к нормальным уровням на следующий год после происшествия.

6.11 Оценка воздействия на состояние здоровья населения

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий

и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствуют.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *временное; при бурении.*

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный.*

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки организаций системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды.

Вывод: В целом воздействия работ при бурении и эксплуатации скважин на состояние здоровья населения может быть оценено, как *локальное, временное при бурении скважин и длительное при эксплуатации скважин.*

6.12 Оценка воздействия на памятники истории и культуры

Территория Западного Казахстана в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия только началось и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизации, несомненно выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

Состояние памятников в основном неудовлетворительное, разрушения происходит из-за естественного старения материала, воздействия атмосферных осадков, влияния техногенной деятельности.

Памятники истории и культуры охраняются государством. Ответственность за их содержание возлагается на местные организации, учреждения и хозяйства, в ведении или на территории которых они находятся.

Характер воздействия. Ввиду отдаленности района проведения работы от памятников истории и культуры непосредственное воздействие отсутствует.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный.*

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

6.13 Оценка воздействия при аварийных ситуациях

Для ликвидации аварии газопроводов высылаются ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Место порыва газопровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку газа в соответствии с режимом работы газоподдачи.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления – контроля и учета.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *временное; при возникновении аварийной ситуации.*

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный.*

ПРИРОДООХРАННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ В РАМКАХ ПРИЛОЖЕНИЯ 4 ЭКОЛОГИЧЕСКОГО КОДЕКСА РК.

1. Охрана атмосферного воздуха:

- 1) выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников;
- 2) внедрение мероприятий, направленных на сокращение объемов выбросов парниковых газов и (или) увеличение поглощений парниковых газов;

2. Охрана водных объектов:

- 1) проведение мероприятий, направленных на предотвращение загрязнения подземных вод вследствие межпластовых перетоков нефти, воды и газа, при освоении и последующей эксплуатации скважин, а также утилизации отходов производства и сточных вод.

3. Охрана от воздействия на прибрежные и водные экосистемы:

Мероприятия в рамках разведочных работ не предусмотрены

4. Охрана земель:

- 1) мероприятия по рациональному использованию земельных ресурсов, зонированию земель, а также проведение работ по оценке их состояния;
- 2) рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных в результате антропогенной деятельности земель: восстановление, воспроизводство и повышение плодородия почв и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот, снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земель;

5. Охрана недр:

- 1) внедрение мероприятий по предотвращению загрязнения недр при проведении работ по недропользованию;

6. Охрана животного и растительного мира:

- 1) озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территориях предприятий и освобождаемых территориях, землях, подверженных опустыниванию и другим неблагоприятным экологическим факторам;
- 2) охрана, сохранение и восстановление биологических ресурсов.

7. Обращение с отходами:

- 1) проведение мероприятий по ликвидации бесхозяйных отходов и исторических загрязнений, недопущению в дальнейшем их возникновения, своевременному проведению рекультивации земель, нарушенных в результате загрязнения производственными, твердыми бытовыми и другими отходами;

8. Радиационная, биологическая и химическая безопасность:

- 1) проведение радиоэкологических обследований территорий областей, городов республиканского значения, столицы с целью выявления радиоактивного загрязнения объектов окружающей среды;

9. Внедрение систем управления и наилучших безопасных технологий:

- 1) внедрение экологически чистых водосберегающих, почвозащитных технологий и мелиоративных мероприятий при использовании природных ресурсов, применение малоотходных технологий, совершенствование передовых технических и технологических решений, обеспечивающих снижение эмиссий загрязняющих веществ в окружающую среду;

10. Научно-исследовательские, изыскательские и другие разработки:

- 1) проведение экологических исследований для определения фоновое состояние окружающей среды, выявление возможного негативного воздействия промышленной деятельности на экосистемы и разработка программ и планов мероприятий по снижению загрязнения окружающей среды;

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение-1

Обоснование расчетами

Расчеты полные Акатколь-1, Акатколь-2, РАКЮ-1, КАР-1

Источник №0001, Буровая установка ZJ-30

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Оксида углерода	3,014	2,135
Диоксид азота	4,667	3,285
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,410	0,986
Сажа С	0,164	0,583
Сернистый ангидрид	0,583	0,411
Формальдегид	0,058	0,041
Бенз/а/пирен	0,000006	0,000005
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.		
Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Диоксид азота	3,7333	2,6282
Оксид азота	1,3928	0,4271

Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.

Источник №0002 – Цементировочный агрегат ЦА-320

Марка, мощность,

Ve	ЦА-320	176	кВт;
n		12	шт.;
h		2,5	м;
d		0,08	м;
T		100	°С;

Номинальный расход топлива 10,440000 кг/ч;

Расход дизельного топлива 5,51 т/г;

Время работы 528 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

0,00281995

 $G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

6

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

1,8374400

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог},$$

0,00785358

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273),$$

0,359

где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной $0^{\circ}C$, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, $кг/м^3$;

1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i * P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

3600

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i * B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000},$$

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3031	0,1433
Диоксид азота	9,6	40	0,4693	0,2205
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1418	0,0661
Сажа С	0,5	2,0	0,0244	0,0110
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0587	0,0276
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,0028
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,0000006	0,000000303
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3755	0,1764
Оксид азота	0,13		0,0610	0,0287
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				

РНД 211.2.02.04-2004. Астана,
2004.

Источник №0003 Двигатель Цементно-смесительной машины

Марка, мощность,
Ve

29,4 кВт;

n

10 шт.;

h

2,5 м;

d

0,08 м;

T

100 °C;

Номинальный расход топлива

8,7 кг/ч;

Расход дизельного топлива

0,90 т/г;

Время работы

528 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

0,0000655

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

74

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,2557800

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

0,0001826

$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,

23

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,

0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$e_i \cdot P_3$

$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с

3600

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$q_i \cdot V_{год}$

$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$,

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной
установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	7,2	30	0,0588	0,0270
Диоксид азота	10,3	43	0,0841	0,0387

Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	3,6	15	0,0294	0,0135
Сажа С	0,7	3,0	0,0057	0,0027
Сернистый ангидрид	1,1	4,5	0,0090	0,0041
Формальдегид	0,15	0,6	0,0012	0,0005
Бенз/а/пирен	0,000013000	0,000055	0,0000001	0,000000050
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/Г	
Диоксид азота	0,80	0,0673	0,0310	
Оксид азота	0,13	0,0109	0,0050	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0004 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Марка, мощность, Ve

208 кВт;

n

1 шт.;

h

1 м;

d

0,08 м;

T

100 °С;

Номинальный расход топлива

1 кг/ч;

Расход дизельного топлива

1,89 т/г;

Время работы

528 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

 $G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

0,00038

 b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,2080

 P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле: $Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,

0,001

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле: $g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,

0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

 $T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле: $e_i \cdot P_3$ $M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с

3600

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2; P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле: $q_i \cdot B_{год}$ $M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{3600}$,

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или

4;

$V_{\text{год}}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3582	0,0492
Диоксид азота	9,6	40	0,5547	0,0758
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1676	0,0227
Сажа С	0,5	2,0	0,0289	0,0038
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0693	0,0095
Формальдегид	0,12	0,5	0,0069	0,0009
Бенз/а/пирен	0,0000120 00	0,000055	0,000000 7	0,000000 1
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,4437	0,0606
Оксид азота	0,13		0,0721	0,0098
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0005 Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Марка, мощность, V_e 200кВт;

n 2шт.;

h 2м;

d 0,1м;

T 45°C;

Номинальный расход топлива 19,20кг/ч;

Расход дизельного топлива 50,69т/г;

Время работы 2640ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$, 0,033

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; 3,84

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$, 0,093

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$g_{ог} = g_{ог0} \cdot (1 + T_{ог} / 273)$, 0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i * P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i * B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,344	1,3179
Диоксид азота	9,6	40	0,533	2,0275
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,161	0,6083
Сажа С	0,5	2,0	0,028	0,1014
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,067	0,2534
Формальдегид	0,12	0,5	0,007	0,0253
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,000007	0,000028
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,4267	1,6220
Оксид азота	0,13		0,0693	0,2636
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана. 2004.				

Источник №6001, Насос для перекачки нефти

Исходные данные:		
Марка		
Количество	2	шт.
Время работы	2472	ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,11	
Углеводороды C_1-C_5	0,9	доли/е д.
Фланцы, шт; n_j	12	шт.

ЗРА, шт; n_j	6	шт.
Расчеты:		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;		
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;		
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;		
$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);		
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);		
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);		
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).		
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)		
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,000288	мг/с
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,0006588	мг/с
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,020	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,070	
выбросы вредного вещества, $Y_{нуC_1-C_5}$	0,000311	мг/с
валовые выбросы, $Y_{нуC_1-C_5}$	0,0000003 11	г/с 0,00000 28 т/г

Источник №6002 - Блок приготовления бурового раствора

Период приготовления раствора составит 8 часов. Источником выделения углеводородов является дыхательный клапан.

Расчет выбросов для приготовления бурового раствора выполнен в соответствии с методикой (1) по формуле 5.32.

$P_{вал} = F * q * K_{11}$, кг/час 8,64

Q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице 5.9

$q = 0,02$ кг/(час*м²)

K_{11} - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5

$K =$

0,15

F - площадь испарения

$F = 60$

м²

КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс т/пер
1	2	3	4
416	Углеводороды C6-C10	0,2	0,00504

Источник №6003 площадка ремонтно-мастерской
Универсально-фрезерный станок производит
 обработку металла. Выбросы вредных
 веществ осуществляются через вытяжную
 вентиляционную трубу.

Мощность

2,3 кВт;
т;

Количество

1 шт;
;

Время работы

168 ч/г
од.

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от
 одной единицы оборудования
 при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$$

,
т/г

**Выбросы взвешенные
 вещества 2902**

7,78982E-05

Мсек = Q * N, г/с

0,0001288

Q- удельные показатели выделения масла или
 эмульсола на 1 кВт мощности
 оборудования, г/с (таб.7) 5,6*10⁻⁵

0,000056

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

*РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов
 загрязняющих веществ в атмосферу
 при механической обработке металлов, Астана-
 2005г.*

Токарно-винтовой станок производит обработку
 металла. Выбросы вредных
 веществ осуществляются через вытяжную
 вентиляционную трубу.

Мощность

11 кВт;
т;

Количество

1 шт;
;

Время работы

168 ч/г
од.

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от
 одной единицы оборудования
 при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$$

,
т/г

**Выбросы взвешенные
 вещества 2902**

0,000372557

Мсек = Q * N, г/с

0,000616

Q- удельные показатели выделения масла или
 эмульсола на 1 кВт мощности
 оборудования, г/с (таб.7) 5,6*10⁻⁵

0,000056

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

*РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов
 загрязняющих веществ в атмосферу*

при механической обработке металлов, Астана-2005г.

Универсально-заточный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность	1,9	кВ
	3	т;
Количество	1	шт
		;
Время работы	168	ч/г
		од.

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$$

Мсек= п*Q*(1-η), г/с

п- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);
Т- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час
η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).
В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0
Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

0,9

0

пыль абразивная -	0,0 13	0,0 117	г/с	0,00708	т/г
пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 21	0,0 189	г/с	0,01143	т/г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					

Плоско-шлифовальный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность	4	кВ
		т;
Количество	1	шт
		;
Время работы	168	ч/г
		од.

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:

Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{зод}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$$

Мсек= n*Q*(1-η), г/с

n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);

0,9

T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час

η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).

В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0

0

Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

пыль абразивная -	0,0 17	0,0 153	г/с	0,00925	т/г
пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 26	0,0 234	г/с	0,01415	т/г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					

Источник №6004, Спецтехника

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/день	8
			час/пер	40
1.2.	Объем выемки	V	м³	5,22
1.4.	Плотность грунта	p	т/м³	1,80
1.5.	Масса грунта определяется по формуле: M=V*p, где V- объем вынимаемого грунта, м³ ; p – плотность грунта		т/пер	9,396
1.6.	Масса грунта вынимаемого в среднем за час м³		т/час	0,2349
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * B_1 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,00117
	Весовая доля пылевой фракции в материале	k1	(табл.Г.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	k2	(табл.Г.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	k3	(табл.Г.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	k4	(табл.Г.3)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	k5	(табл.Г.4)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	k7	(табл.Г.7)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.Г.7)	0,5
	Количество перерабатываемого материала		т/час	0,2349
	Пылеподавление			0,6
2.2.	Общее пылевыведение*			

$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	М	т/пер	0,000169
Общее пылевыведение с учетом пылеподавления		г/сек	0,000705
		т/пер	0,000101
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө</i>			

Источник №6005.Емкость под дизельное топливо V=30м3

Общий расход:

141,12 т/г

n 1,0 шт.

h 2,0 м

d 0,05 м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные
выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0052 \text{ г/с}$$

$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;

1

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м³/час;

6

· годовые
выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0010 \text{ т/год}$$

где:

$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;

$Y_{\text{оз}} - 1,9$ $Y_{\text{вл}} - 2,6$

$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м³;

$B_{\text{оз}} - 70,6$ $B_{\text{вл}} - 70,6$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12;

3,14

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;

0,22

$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;

0,00

N_p - количество резервуаров, шт.

1

Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C_i мас %).

Максимально-разовый выброс: $M = CI \cdot M / 100, \text{ г/с}$

(5.2.4)

Среднегодовые выбросы: $G = CI \cdot G / 100, \text{ т/г}$

(5.2.5)

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды	
C_i мас %	предельные $C_{12}-C_{19}$	
M_i , г/с	93,25	
G_i , т/г	0,0052	
G_i , т/г	0,00096	
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$		

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосфере из резервуаров. Астана, 2004.

РНД 211.2.02.09-2004.

Источник № 6006 Емкость для бурового шлама

Исходные данные:

V	179,15	м3
n	1	шт.
T	2472	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле: 0416

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,089 \text{ г/сек}$$

F_{om} – общая площадь испарения, м²; 64 м²g – удельный выброс 0,02 кг/ч*м²K₁₁ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости. 0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 0,79104 \text{ т/год}$$

T- время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Источник № 6007 Емкость для отработанного бурового раствора

Исходные данные:

V	221,4	м3
n	1	шт.
T	2472	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле: 2754

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,089 \text{ г/сек}$$

F_{om} – общая площадь испарения, м²; 64 м²g – удельный выброс 0,02 кг/ч*м²K₁₁ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости. 0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 0,79104 \text{ т/год}$$

T- время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Источник №0006, Буровая установка ZJ-15

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Оксида углерода	1,021	1,560
Диоксид азота	1,581	2,401
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,478	0,720
Сажа С	0,082	0,120
Сернистый ангидрид	0,198	0,300
Формальдегид	0,020	0,030
Бенз/а/пирен	0,00000198	0,0000033
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.		
Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Диоксид азота	1,2651	1,9205

Оксид азота	0,2056	0,3121	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.			

Источник №0007 – Цементировочный агрегат ЦА-320 (176 кВт)

Марка, мощность,

Ve	ЦА-320	176	кВт;	
n		1	шт.;	
h		2,5	м;	
d		0,08	м;	
T		100	°С;	
Номинальный расход топлива		1,531200	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		2,97665	т/г;	1,08
Время работы		1944	ч/г;	

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3, \quad 0,00041359$$

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; 0,269491

 P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}, \quad 0,00115186$$

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,359$$

где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

 $T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i \cdot B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

$$1000$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

 $B_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной
установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3031	0,0774
Диоксид азота	9,6	40	0,4693	0,1191

Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1418	0,0357
Сажа С	0,5	2,0	0,0244	0,0060
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0587	0,0149
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,001488
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,0000006	0,0000001637
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3755	0,0953
Оксид азота	0,13		0,0610	0,0155
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Расчеты полные «ДОСЮВ-1, ДОСЮВ-2»

Источник №0008, Буровая установка ZJ-30

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Оксида углерода	3,014	0,878
Диоксид азота	4,667	1,351
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,410	0,405
Сажа С	0,068	0,583
Сернистый ангидрид	0,583	0,169
Формальдегид	0,058	0,017
Бенз/а/пирен	0,000006	0,000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.		
Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Диоксид азота	3,7333	1,0810
Оксид азота	1,3928	0,1757

Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.

РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.

Источник №0009 – Цементировочный агрегат ЦА-320

Марка, мощность,

Ve	ЦА-320	176	кВт;
n		12	шт.;
h		2,5	м;
d		0,08	м;
T		100	°С;

Номинальный расход топлива 10,440000 кг/ч;

Расход дизельного топлива 5,76 т/г;

Время работы 552 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

0,00281995

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

6

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

1,8374400

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (m^3/c) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог},$$

0,00785358

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог}/(1+T_{ог}/273),$$

0,359

где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной $0^{\circ}C$, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, $кг/м^3$;

1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i * P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

3600

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i * B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000},$$

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3031	0,1498
Диоксид азота	9,6	40	0,4693	0,2305
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1418	0,0692
Сажа С	0,5	2,0	0,0244	0,0115
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0587	0,0288
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,0029
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,0000006	0,0000003170
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3755	0,1844
Оксид азота	0,13		0,0610	0,0300
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.				

РНД 211.2.02.04-2004. Астана,
2004.

Источник №0010 Двигатель Цементно-смесительной машины

Марка, мощность,
Ve

29,4 кВт;

n 10 шт.;

h 2,5 м;

d 0,08 м;

T 100 °C;

Номинальный расход топлива 0,48024 кг/ч;

Расход дизельного топлива 0,90 т/г;

Время работы 552 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

0,0000036

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

20

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,0141191

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

0,0000100

$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,

81

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,

0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$e_i \cdot P_3$

$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с

3600

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$q_i \cdot V_{год}$

$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$,

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной
установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	7,2	30	0,0588	0,0270
Диоксид азота	10,3	43	0,0841	0,0387

Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	3,6	15	0,0294	0,0135
Сажа С	0,7	3,0	0,0057	0,0027
Сернистый ангидрид	1,1	4,5	0,0090	0,0041
Формальдегид	0,15	0,6	0,0012	0,0005
Бенз/а/пирен	0,000013000	0,000055	0,0000001	0,000000050
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества		
		г/с	т/Г	
Диоксид азота	0,80	0,0673	0,0310	
Оксид азота	0,13	0,0109	0,0050	
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0011 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Марка, мощность, Ve

208 кВт;

n

1 шт.;

h

1 м;

d

0,08 м;

T

100 °С;

Номинальный расход топлива

1 кг/ч;

Расход дизельного топлива

1,81 т/г;

Время работы

552 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

 $G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

0,00038

 b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,2080

 P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле: $Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,

0,001

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле: $g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,

0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

 $T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле: $e_i \cdot P_3$ $M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с

3600

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2; P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле: $q_i \cdot B_{год}$ $M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{365}$,

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{\text{год}}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3582	0,0471
Диоксид азота	9,6	40	0,5547	0,0725
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1676	0,0217
Сажа С	0,5	2,0	0,0289	0,0036
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0693	0,0091
Формальдегид	0,12	0,5	0,0069	0,0009
Бенз/а/пирен	0,0000120 00	0,000055	0,000000 7	0,000000 1
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,4437	0,0580
Оксид азота	0,13		0,0721	0,0094
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0012 Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Марка, мощность, V_e 200кВт;

n 2шт.;

h 2м;

d 0,1м;

T 45°C;

Номинальный расход топлива 19,20кг/ч;

Расход дизельного

топлива 32,00т/г;

Время работы 2640ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$, 0,033

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; 3,84

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$, 0,093

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$g_{ог} = g_{ог0} \cdot (1 + T_{ог} / 273)$, 0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i * P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i * B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,344	0,8320
Диоксид азота	9,6	40	0,533	1,2800
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,161	0,3840
Сажа С	0,5	2,0	0,028	0,0640
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,067	0,1600
Формальдегид	0,12	0,5	0,007	0,0160
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,000007	0,000018
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,4267	1,0240
Оксид азота	0,13		0,0693	0,1664
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана. 2004.				

Источник №6008, Насос для перекачки нефти

Исходные данные:		
Марка		
Количество	2	шт.
Время работы	2640	ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,11	
Углеводороды C_1-C_5	0,9	доли/е д.
Фланцы, шт; n_j	12	шт.

ЗРА, шт; n _j	6	шт.
Расчеты:		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;		
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;		
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;		
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);		
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);		
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);		
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).		
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)		
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,0006588	мг/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,020	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,070	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000311	мг/с
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0000003 11	г/с 30 т/г

Источник №6009 - Блок приготовления бурового раствора

Период приготовления раствора составит 8 часов. Источником выделения углеводородов является дыхательный клапан.

Расчет выбросов для приготовления бурового раствора выполнен в соответствии с методикой (1) по формуле 5.32.

Пвал = F*q*K11, кг/час

8,64 кг/час

Q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице 5.9

q = 0,02 кг/(час*м²)

K11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5

K = 0,15

F - площадь испарения

F = 60 м²

КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс т/пер
1	2	3	4
416	Углеводороды C6-C10	0,2	0,00504

Источник №6010 площадка ремонтно-мастерской

Универсально-фрезерный станок производит обработку металла. Выбросы вредных

веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.

Мощность	2,3	кВ т;
Количество	1	шт. ;
Время работы	168	ч/г од.

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$$

,
т/г

**Выбросы взвешенные
вещества 2902**

7,7898
2E-05

Мсек = Q * N, г/с

0,0001
288

Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности

оборудования, г/с (таб.7) 5,6*10⁻⁵

0,0000
56

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.

Токарно-винтовой станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.

Мощность	11	кВ т;
Количество	1	шт. ;
Время работы	168	ч/г од.

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$$

,
т/г

**Выбросы взвешенные
вещества 2902**

0,0003
72557

Мсек = Q * N, г/с

0,0006
16

Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности

оборудования, г/с (таб.7) 5,6*10⁻⁵

0,0000
56

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

при механической обработке металлов, Астана-2005г.

Универсально-заточный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность	1,93	кВ т;
Количество	1	шт. ;
Время работы	168	ч/г од.

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$$

Мсек= п*Q*(1-η), г/с

п- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);
Т- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час
η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).
В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0

0,9

0

Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

пыль абразивная -	0,0 13	0,0 117	г/ с	0,0070 8	т/ г
пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 21	0,0 189	г/ с	0,0114 3	т/ г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					

Плоско-шлифовальный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность	4	кВ т;
Количество	1	шт. ;
Время работы	168	ч/г од.

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:

Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{зод}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$$

Мсек= n*Q*(1-η), г/с

n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);

0,9

T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час

η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).

В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент

эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0

0

Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

пыль абразивная -	0,0 17	0,0 153	г/ с	0,0092 5	т/ г
пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 26	0,0 234	г/ с	0,0141 5	т/ г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					

Источник №6011, Спецтехника

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/день	8
			час/пер	40
1.2.	Объем выемки	V	м³	5,22
1.4.	Плотность грунта	p	т/м³	1,80
1.5.	Масса грунта определяется по формуле: M=V*p, где V- объем вынимаемого грунта, м³ ; p – плотность грунта		т/пер	9,396
1.6.	Масса грунта вынимаемого в среднем за час м³		т/час	0,2349
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * B_1 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,00117
	Весовая доля пылевой фракции в материале	к1	(табл.Г.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	к2	(табл.Г.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	к3	(табл.Г.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	к4	(табл.Г.3)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	к5	(табл.Г.4)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	к7	(табл.Г.7)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.Г.7)	0,5
	Количество перерабатываемого материала		т/час	0,2349
	Пылеподавление			0,6
2.2.	Общее пылевыведение*			

$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,000169
Общее пылевыведение с учетом пылеподавления		г/сек	0,000705
		т/пер	0,000101

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

Источник №6012. Емкость под дизельное топливо V=30м3

Общий расход:	74,26	т/Г
n	1,0	шт.
h	2,0	м
d	0,05	м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные
выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0052 \text{ г/с}$$

$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его заправки, м³/час; 6

· годовые
выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p \quad \text{т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0008 \text{ т/год}$$

где:

$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $Y_{\text{оз}} - 1,9$ $Y_{\text{вл}} - 2,6$

$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м³; $B_{\text{оз}} - 37,1$ $B_{\text{вл}} - 37,1$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12; 3,14

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,22

$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,002

N_p - количество резервуаров, шт. 1

Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C_i мас %).

Максимально-разовый выброс: $M = C_i \cdot M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i \cdot G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Идентификация состава
выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды	
C_i мас %	предельные $C_{12}-C_{19}$	
M_i , г/с	93,25	
G_i , т/г	0,0052	
G_i , т/г	0,00081	
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$		

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

Источник № 6013 Емкость для бурового шлама

Исходные данные:

V	179,15	м3
n	1	шт.
T	2472	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле: 0416

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,089 \text{ г/сек}$$

F_{om} – общая площадь испарения, м²; 64

g – удельный выброс 0,02 кг/ч*м²

K₁₁ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости. 0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 0,79104 \text{ т/год}$$

T- время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Источник № 6014 Емкость для отработанного бурового раствора

Исходные данные:

V	221,4	м3
n	1	шт.
T	2472	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:2754

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,089 \text{ г/сек}$$

F_{om} – общая площадь испарения, м²; 64

g – удельный выброс 0,02 кг/ч*м²

K₁₁ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости. 0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 0,79104 \text{ т/год}$$

T- время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Расчеты полные Ж-1, Ж-2, Ж-3, Ж-4, Ж-5

Источник №0015, Буровая установка ZJ-30

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Оксида углерода	3,014	1,165
Диоксид азота	4,667	1,792
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,410	0,538
Сажа С	0,090	0,583
Сернистый ангидрид	0,583	0,224
Формальдегид	0,058	0,022
Бенз/а/пирен	0,000006	0,000002
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.		
Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Диоксид азота	3,7333	1,4335

Оксид азота	1,3928	0,2330	
<i>Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.</i>			
<i>РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.</i>			

Источник №0016 – Цементировочный агрегат ЦА-320

Марка, мощность,

Ve	ЦА-320	176	кВт;
n		12	шт.;
h		2,5	м;
d		0,08	м;
T		100	°C;

Номинальный расход топлива 0,001044 кг/ч;

Расход дизельного топлива 1,08 т/г;

Время работы 288 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

0,00000028

 $G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

2

 b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,0001837

 P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

 $Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$, 0,00000079где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле: $g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$, 0,359где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

 $T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot P_3$$

 $M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с

3600

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2; P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i \cdot V_{год}$$

 $M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}$,

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4; $V_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3031	0,0281

Диоксид азота	9,6	40	0,4693	0,0432
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1418	0,0130
Сажа С	0,5	2,0	0,0244	0,0022
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0587	0,0054
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,0005
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,0000006	0,0000000594
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3755	0,0346
Оксид азота	0,13		0,0610	0,0056
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0017 Двигатель Цементно-смесительной машины

Марка, мощность,

Ve

29,4 кВт;

n

10 шт.;

h

2,5 м;

d

0,08 м;

T

100 °С;

Номинальный расход топлива

8,7 кг/ч;

Расход дизельного топлива

2,51 т/г;

Время работы

288 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

0,0000655

$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,

74

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,2557800

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

0,0001826

$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,

23

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273)$,

0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$e_i \cdot P_3$

$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}$, г/с

3600

где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{q_i \cdot B_{\text{год}}}{1000},$$

т/год

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{\text{год}}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	7,2	30	0,0588	0,0752
Диоксид азота	10,3	43	0,0841	0,1077
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	3,6	15	0,0294	0,0376
Сажа С	0,7	3,0	0,0057	0,0075
Сернистый ангидрид	1,1	4,5	0,0090	0,0113
Формальдегид	0,15	0,6	0,0012	0,0015
Бенз/а/пирен	0,000013000	0,000055	0,000000101	0,000000138
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,0673	0,0862
Оксид азота	0,13		0,0109	0,0140
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0018 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Марка, мощность, Vc	208 кВт;
n	1 шт.;
h	1 м;
d	0,08 м;
T	100 °С;
Номинальный расход топлива	1 кг/ч;
Расход дизельного топлива	3,47 т/г;
Время работы	288 ч/г;
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:	
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,	0,00038
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;	0,2080
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.	
Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:	
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,	0,001
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:	
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,	0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],	

[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

T_{от} - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P₃ – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P₃, принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

B_{год} – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3582	0,0903
Диоксид азота	9,6	40	0,5547	0,1389
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1676	0,0417
Сажа С	0,5	2,0	0,0289	0,0069
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0693	0,0174
Формальдегид	0,12	0,5	0,0069	0,0017
Бенз/а/пирен	0,0000120 00	0,000055	0,000000 7	0,000000 2
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,4437	0,1111
Оксид азота	0,13		0,0721	0,0181
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0019 Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Марка, мощность, V_e

200кВт;

n

2шт.;

h

2м;

d

0,1м;

T

45°C;

Номинальный расход топлива

19,20кг/ч;

Расход дизельного

топлива

50,69т/г;

Время работы

2640ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3,$$

0,033

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

3,84

P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог},$$

0,093

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{ог0} / (1 + T_{ог} / 273),$$

0,359

где: $g_{ог0}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

3600

где: e_i - выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i \cdot B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{1000},$$

т/год

1000

где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,344	1,3179
Диоксид азота	9,6	40	0,533	2,0275
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,161	0,6083
Сажа С	0,5	2,0	0,028	0,1014
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,067	0,2534
Формальдегид	0,12	0,5	0,007	0,0253
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,000007	0,0000028

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

Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества	
		г/с	т/г
Диоксид азота	0,80	0,4267	1,6220
Оксид азота	0,13	0,0693	0,2636
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.			

Источник №6015, Насос для перекачки нефти

Исходные данные:				
Марка				
Количество		2		шт.
Время работы		2472		ч/г
Коэффициент использование оборуд.		0,11		
Углеводороды C ₁ -C ₅		0,9		доли/е д.
Фланцы, шт; n _j		12		шт.
ЗРА, шт; n _j		6		шт.
Расчеты:				
$Y_{\text{ну}} = \sum_{j=1}^I Y_{\text{ну}j} = \sum_{j=1}^I \sum_{J=1}^m g_{\text{ну}j} * n_j * x_{\text{ну}j} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}		0,000288		мг/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}		0,0006588		мг/с
доля утечки ФС, x _{нуj}		0,020		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}		0,070		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}		0,000311		мг/с
валовые выбросы, Y _{нвC₁-C₅}		0,0000003 11	г/ с	0,00000 28 т/г

Источник №6016 - Блок приготовления бурового раствора

Период приготовления раствора составит 8 часов. Источником выделения углеводородов является дыхательный клапан.

Расчет выбросов для приготовления бурового раствора выполнен в соответствии с методикой (1) по формуле 5.32.

$P_{\text{вал}} = F \cdot q \cdot K_{11}$,

кг/час

8,64 кг/час

Q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице 5.9

$q = 0,02 \text{ кг}/(\text{час} \cdot \text{м}^2)$

K11 - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5

K =

0,15

F - площадь

испарения

F =

60 м²

КОД ЗВ	Наименован ие ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс т/пер
1	2	3	4
416	Углеводороды C6-C10	0,2	0,00504

Источник №6017 площадка ремонтно-мастерской

Универсально-фрезерный станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.

Мощность

2,3 кВт;

Количество

1 шт;

Время работы

168 ч/год

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} \cdot$$

т/г

Выбросы взвешенные вещества 2902

7,789

82Е-

05

Мсек = Q * N, г/с

0,000

1288

Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности

оборудования, г/с (таб.7) $5,6 \cdot 10^{-5}$

0,000

056

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.

Токарно-винтовой станок производит обработку металла. Выбросы вредных

веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.

Мощность	11	кВ
Количество	1	шт
Время работы	168	ч/г
		од
		.

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} \times$$

т/г

Выбросы взвешенные вещества 2902

0,000

37255

7

Мсек = Q * N, г/с

0,000

616

Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности

оборудования, г/с (таб.7) $5,6 \cdot 10^{-5}$

0,000

056

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.

Универсально-заточный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность	1,9	кВ
Количество	3	т;
Время работы	1	шт
		;
		ч/г
	168	од
		.

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:
Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} \times (1 - \eta)$$

Мсек= n*Q*(1-η), г/с

n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);

0,9

Т- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час
 η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).
 В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0
 Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

0

пыль абразивная -	0,0 13	0,0 11 7	г / с	0,007 08	т / г	0,0 27
пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 21	0,0 18 9	г / с	0,011 43	т / г	0,0 42 3
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.						

Плоско-шлифовальный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность

4 кВт;

Количество

1 шт

Время работы

168 ч/г

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам:
 Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$$

Мсек= n*Q*(1- η), г/с

n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);

0,9

Т- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час
 η – степень очистки воздуха пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).
 В цехе пылеулавливающее оборудование отсутствует, ввиду этого коэффициент эффективности пылеулавливающего оборудования равен: 0
 Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

0

пыль абразивная -	0,0 17	0,0 15 3	г / с	0,009 25	т / г	
-------------------	-----------	----------------	-------------	-------------	-------------	--

пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 26	0,0 23 4	г / с	0,014 15	т / г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					

Источник №6018, Спецтехника

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/день	8
			час/пер	40
1.2.	Объем выемки	V	м³	5,22
1.4.	Плотность грунта	p	т/м³	1,80
1.5.	Масса грунта определяется по формуле: M=V*p, где V- объем вынимаемого грунта, м³ ; p – плотность грунта		т/пер	9,396
1.6.	Масса грунта вынимаемого в среднем за час м³		т/час	0,2349
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 * k_2 * k_3 * k_4 * k_5 * k_7 * B_1 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,00117
	Весовая доля пылевой фракции в материале	k1	(табл.Г.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	k2	(табл.Г.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	k3	(табл.Г.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	k4	(табл.Г.3)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	k5	(табл.Г.4)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	k7	(табл.Г.7)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.Г.7)	0,5
	Количество перерабатываемого материала		т/час	0,2349
	Пылеподавление			0,6
2.2.	Общее пылевыведение*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,000169
	Общее пылевыведение с учетом пылеподавления		г/сек	0,000705
			т/пер	0,000101
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө				

Источник №6019.Емкость под дизельное топливо V=30м3

Общий расход:	102,54	т/г
n	1,0	шт.
h	2,0	м
d	0,05	м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные

выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0052 \text{ г/с}$$

$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;

$V_{\text{ч}}^{\text{max}}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час; 6

· годовые выбросы:

, т/год (6.2) 0,00 09 т/год

где:

$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний

периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;

$Y_{\text{оз}}$ - 1,9 $Y_{\text{вл}}$ 2,6

$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний

период, м³;

$B_{\text{оз}}$ - 51,3 $B_{\text{вл}}$ 51,3

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12;

3,14

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;

0,22

$K_{\text{ип}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;

0,00

$N_{\text{р}}$ - количество резервуаров, шт.

1

Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C_i мас %).

Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100$, г/с

(5.2

Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100$, т/г

(5.2

.5)

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды	
C_i мас %	предельные $C_{12}-C_{19}$	
M_i , г/с	93,25	
G_i , т/г	0,0052	
G_i , т/г	0,00087	
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$		

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

Источник № 6020 Емкость для бурового шлама

Исходные данные:

V 179,15 м³

n 1 шт.

T 2472 час

h 2 м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле: 0416

$Pc = Fom * g * K11/3,6$

0,089 г/сек

Fom – общая площадь испарения, м²;

64 м²

g – удельный выброс

0,02 кг/ч*м²

$K11$ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости.

0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$Pг = Pc * T * 3,6/1000$

0,79104 т/год

T - время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Источник № 6021 Емкость для отработанного бурового раствора

Исходные данные:

V	221,4	м³
n	1	шт.
T	2472	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле: 2754

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,089 \text{ г/сек}$$

F_{om} – общая площадь испарения, м²; 64

g – удельный выброс 0,02 кг/ч*м²

K_{11} – коэффициент, зависящий от укрытия емкости. 0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 0,79104 \text{ т/год}$$

T- время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Источник №0020, Буровая установка ZJ-15

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Оксида углерода	1,021	1,246
Диоксид азота	1,581	1,918
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,478	0,575
Сажа С	0,082	0,096
Сернистый ангидрид	0,198	0,240
Формальдегид	0,020	0,024
Бенз/а/пирен	0,00000198	0,0000026
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.		
Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Диоксид азота	1,2651	1,5340
Оксид азота	0,2056	0,2493

Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.

Источник №0021 – Цементировочный агрегат ЦА-320 (176 кВт)

Марка, мощность,

V _e	ЦА-320	176	кВт;
n		1	шт.;
h		2,5	м;
d		0,08	м;
T		100	°С;
Номинальный расход топлива		0,000087	кг/ч;
Расход дизельного топлива		0,09	т/г;
Время работы		2184	ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3, \quad 0,00000002$$

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; 0,000015

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог}/g_{ог}, \quad 0,00000007$$

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов ($кг/м^3$) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,359$$

где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной $0^\circ C$, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, $кг/м^3$; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i * P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i - выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, $г/кВт*ч$, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

$1/3600$ - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i * B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i - выброс вредного вещества, $г/кг$ топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

$1/1000$ - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3031	0,0023
Диоксид азота	9,6	40	0,4693	0,0036
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1418	0,0011
Сажа С	0,5	2,0	0,0244	0,0002
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0587	0,0005
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,000045
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,0000006	0,0000000050
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3755	0,0029
Оксид азота	0,13		0,0610	0,0005
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Расчеты полные КЗП-1, КЗП-2, КЗП-3

Источник №0022, Буровая установка ZJ-30

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Оксида углерода	3,014	1,553
Диоксид азота	4,667	2,389
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	1,410	0,717
Сажа С	0,119	0,583
Сернистый ангидрид	0,583	0,299
Формальдегид	0,058	0,030
Бенз/а/пирен	0,000006	0,000003
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.		
Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Диоксид азота	3,7333	1,9114
Оксид азота	1,3928	0,3106

Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.

Источник №0023 – Цементировочный агрегат ЦА-320

Марка, мощность,

Ve	ЦА-320	176 кВт;
n		12 шт.;
h		2,5 м;
d		0,08 м;
T		100 °С;

Номинальный расход топлива 0,001044 кг/ч;

Расход дизельного топлива 1,08 т/г;

Время работы 384 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3, \quad 0,00000028$$

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; 2

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. 0,0001837

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}, \quad 0,00000079$$

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,359$$

где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{q_i \cdot B_{\text{год}}}{1000},$$

т/год

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{\text{год}}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3031	0,0281
Диоксид азота	9,6	40	0,4693	0,0432
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1418	0,0130
Сажа С	0,5	2,0	0,0244	0,0022
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0587	0,0054
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,0005
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,0000006	0,0000000594
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3755	0,0346
Оксид азота	0,13		0,0610	0,0056
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0024 Двигатель Цементно-смесительной машины

Марка, мощность,
Ve

29,4 кВт;

n 10 шт.;

h 2,5 м;

d 0,08 м;

T 100 °С;

Номинальный расход топлива 8,7 кг/ч;

Расход дизельного топлива 3,34 т/г;

Время работы 384 ч/г;

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

0,0000655

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3,$$

74

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,2557800

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

0,0001826

$$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог},$$

23

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$g_{or} = g_{0or} / (1 + T_{or} / 273),$$

0,359

где: g_{0or} - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³;

1,31

T_{or} - температура отработавших газов, К.

723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек} = \frac{e_i * P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{q_i * B_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$B_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	7,2	30	0,0588	0,1002
Диоксид азота	10,3	43	0,0841	0,1437
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	3,6	15	0,0294	0,0501
Сажа С	0,7	3,0	0,0057	0,0100
Сернистый ангидрид	1,1	4,5	0,0090	0,0150
Формальдегид	0,15	0,6	0,0012	0,0020
Бенз/а/пирен	0,000013000	0,000055	0,000000101	0,000000084
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,0673	0,1149
Оксид азота	0,13		0,0109	0,0187
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

Источник №0025 – Передвижная парообразующая установка ППУ-1600/100

Марка, мощность, V_e

208 кВт;

n

1 шт.;

h

1 м;

d	0,08	м;
T	100	°C;
Номинальный расход топлива	1	кг/ч;
Расход дизельного топлива	2,60	т/г;
Время работы	384	ч/г;
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:		
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,		0,00038
b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;		0,2080
P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.		
Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:		
$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$,		0,001
где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:		
$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$,		0,359
где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1], [6] можно принимать, кг/м³;		
$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К.		1,31
Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:		723

$$e_i \cdot P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i-ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i-ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3582	0,0677
Диоксид азота	9,6	40	0,5547	0,1042
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1676	0,0313
Сажа С	0,5	2,0	0,0289	0,0052
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0693	0,0130
Формальдегид	0,12	0,5	0,0069	0,0013
Бенз/а/пирен	0,00001200	0,000055	0,0000007	0,0000001

Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений,

т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.			
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества	
		г/с	т/г
Диоксид азота	0,80	0,4437	0,0833
Оксид азота	0,13	0,0721	0,0135
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.			

Источник №0026 Дизельный генератор АД 200 (200 кВт)

Марка, мощность, Ve	200кВт;
n	2шт.;
h	2м;
d	0,1м;
T	45°C;
Номинальный расход топлива	19,20кг/ч;
Расход дизельного топлива	50,69т/г;
Время работы	2640ч/г;
Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:	
$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3$,	0,033

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч; 3,84
 P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:
 $Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}$, 0,093

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:
 $g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273)$, 0,359

где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°C, значение которого согласно [1],
 [6] можно принимать, кг/м³; 1,31
 $T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i - выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 - эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 - коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$M_{год} = \frac{q_i \cdot V_{год}}{1000}, \text{ т/год}$$

где: q_i - выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{год}$ - расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 - коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e_i	q_i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,344	1,3179
Диоксид азота	9,6	40	0,533	2,0275
Углеводороды $C_{12}-C_{19}$	2,9	12	0,161	0,6083
Сажа С	0,5	2,0	0,028	0,1014
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,067	0,2534
Формальдегид	0,12	0,5	0,007	0,0253
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,000007	0,0000028

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

Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации	Выбросы вещества	
		г/с	т/г
Диоксид азота	0,80	0,4267	1,6220
Оксид азота	0,13	0,0693	0,2636

Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.

Источник №6022, Насос для перекачки нефти

Исходные данные:		
Марка		
Количество	2	шт.
Время работы	2472	ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,11	
Углеводороды C_1-C_5	0,9	доли/е д.
Фланцы, шт; n_j	12	шт.
ЗРА, шт; n_j	6	шт.
Расчеты:		
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$		
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;		
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;		
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;		
$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);		
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);		
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);		

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, г/ч	0,000288			мг/с
утечки от ЗРА, г/ч	0,0006588			мг/с
доля утечки ФС, х/ч	0,020			
доля утечки ЗРА, х/ч	0,070			
выбросы вредного вещества, $Y_{\text{нУС1-С5}}$	0,000311			мг/с
валовые выбросы, $Y_{\text{нУС1-С5}}$	0,000000311	г/с	0,0000028	т/г

Источник №6023 - Блок приготовления бурового раствора

Период приготовления раствора составит 8 часов. Источником выделения углеводородов является дыхательный клапан.

Расчет выбросов для приготовления бурового раствора выполнен в соответствии с методикой (1) по формуле 5.32.

Пвал = $F \cdot q \cdot K_{11}$, кг/час 8,64 кг/час

Q - удельный выброс загрязняющих веществ с поверхности сооружения, принимается по таблице 5.9

$q = 0,02$ кг/(час*м²)

K_{11} - коэффициент, принимаемый по таблице 5.5

$K = 0,15$

F - площадь испарения

$F = 60$ м²

КОД ЗВ	Наименование ЗВ	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс т/пер
1	2	3	4
416	Углеводороды С6-С10	0,2	0,00504

Источник №6024 площадка ремонтно-мастерской

Универсально-фрезерный станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.

Мощность	2,3 кВт
Количество	1 шт
Время работы	168 ч/г

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{сод}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$$

Выбросы взвешенные вещества 2902

		7,789
	т/г	82Е-05
Мсек = Q * N, г/с		0,000
		1288

Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности

оборудования, г/с (таб.7) 5,6*10⁻⁵

0,000
056

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.

Токарно-винтовой станок производит обработку металла. Выбросы вредных веществ осуществляются через вытяжную вентиляционную трубу.

Мощность

11 кВт;

Количество

1 шт
.;

Время работы

168 ч/год

Валовый и максимальный разовый выброс СОЖ от одной единицы оборудования при обработке металлов рассчитывается по формуле:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times N \times Q \times T}{10^6} *$$

Выбросы взвешенные вещества 2902

0,000

т/г

37255

7

Мсек = Q * N, г/с

0,000
616

Q- удельные показатели выделения масла или эмульсола на 1 кВт мощности

оборудования, г/с (таб.7) 5,6*10⁻⁵

0,000
056

N- мощность установленного оборудования, кВт;

T- время работы, час/год.

РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.

Универсально-заточный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность

1,9 кВт;
3 т;

Количество	1	шт
		;
		ч/г
Время работы	168	од
		.

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам: Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$$

Мсек= n*Q*(1-η), г/с

n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров, в иных случаях равным 0,9);

0,9

T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час

η – степень очистки воздуха

пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).

В цехе пылеулавливающее оборудование

отсутствует, ввиду этого коэффициент

эффективности пылеулавливающего

оборудования равен: 0

0

Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

пыль абразивная -	0,0 13	0,0 11 7	г/ с	0,007 08	т/ г
пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 21	0,0 18 9	г/ с	0,011 43	т/ г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					

Плоско-шлифовальный станок предназначен для ремонта оборудования. Выбросы вредных веществ осуществляются через вентиляционную трубу.

Мощность	4	кВ
		т;
Количество	1	шт
		;
		ч/г
Время работы	168	од
		.

Выбросы загрязняющих веществ, образующихся при механической обработке металлов, без применения СОЖ, от одной единицы оборудования, определяется по формулам: Валовый и максимальный разовый выброс для источников выделения, обеспеченных местными отсосами определяется по формулам:

$$M_{\text{год}} = \frac{3600 \times n \times Q \times T}{10^6} * (1 - \eta)$$

ОТЧЕТ О ВОЗМОЖНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ

$$M_{сек} = n \cdot Q \cdot (1 - \eta), \text{ г/с}$$

n- коэффициент эффективности местных отсосов (принимать на основе замеров,

в иных случаях равным 0,9);

T- фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час

η – степень очистки воздуха

пылеулавливающим оборудованием (в долях единицы).

В цехе пылеулавливающее оборудование

отсутствует, ввиду этого коэффициент

эффективности пылеулавливающего

оборудования равен: 0

Q- удельный выброс пыли технологическим оборудованием, г/с (таб.1);

0,9

0

пыль абразивная -	0,0 17	0,0 15 3	г/ с	0,009 25	т/ г
пыль металлическая (оксид железа) -	0,0 26	0,0 23 4	г/ с	0,014 15	т/ г
РНД 211.2.02.06-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана-2005г.					

Источник №6025, Спецтехника

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/день	8
			час/пер	40
1.2.	Объем выемки	V	м³	5,22
1.4.	Плотность грунта	p	т/м³	1,80
1.5.	Масса грунта определяется по формуле: $M = V \cdot p$, где V- объем вынимаемого грунта, м³ ; p – плотность грунта		т/пер	9,396
1.6.	Масса грунта вынимаемого в среднем за час м³		т/час	0,2349
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_7 \cdot B \cdot G \cdot 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,00117
	Весовая доля пылевой фракции в материале	k1	(табл.Г.1)	0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	k2	(табл.Г.1)	0,02
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	k3	(табл.Г.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	k4	(табл.Г.3)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	k5	(табл.Г.4)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	k7	(табл.Г.7)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	B	(табл.Г.7)	0,5
	Количество перерабатываемого материала		т/час	0,2349
	Пылеподавление			0,6
2.2.	Общее пылевыведение*			
	$M = Q \cdot t \cdot 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,000169

Общее пылевыведение с учетом пылеподавления		г/сек	0,000705
		т/пер	0,000101
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө			

Источник №6026.Емкость под дизельное топливо V=30м3

Общий расход:	117,44	т/г
n	1,0	шт.
h	2,0	м
d	0,05	м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные

выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0052 \text{ г/с}$$

$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;

1

$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час;

6

· годовые

выбросы:

$$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0009 \text{ т/год}$$

где:

$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний

периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;

$Y_{\text{оз}} - 1,9$ $Y_{\text{вл}} - 2,6$

$B_{\text{оз}}, B_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний

период, м³;

$B_{\text{оз}} - 58,7$ $B_{\text{вл}} - 58,7$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12;

3,14

$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;

0,22

$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;

0,00

N_p - количество резервуаров, шт.

1

Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (Ci мас %).

Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100, \text{ г/с}$

(5.2.4)

Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100, \text{ т/г}$

(5.2.5)

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды	
Ci мас %	предельные $C_{12}-C_{19}$	
Mi, г/с	93,25	
Gi, т/г	0,0052	
*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$	0,00090	

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

Источник № 6027**Емкость для бурового шлама**

Исходные данные:

V	179,15	м3
n	1	шт.
T	2472	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле: 0416

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,089 \quad \text{г/сек}$$

F_{om} – общая площадь испарения, м²; 64

g – удельный выброс 0,02 кг/ч * м²

K₁₁ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости. 0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 0,79104 \quad \text{т/год}$$

T- время

работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Источник № 6028 Емкость для отработанного бурового раствора

Исходные данные:

V	221,4	м3
n	1	шт.
T	2472	час
h	2	м

Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле: 2754

$$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6 \quad 0,089 \quad \text{г/сек}$$

F_{om} – общая площадь испарения, м²; 64

g – удельный выброс 0,02 кг/ч * м²

K₁₁ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости. 0,25

Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:

$$P_g = P_c * T * 3,6/1000 \quad 0,79104 \quad \text{т/год}$$

T- время работы, час

Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.

Источник №0027, Буровая установка ZJ-15

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Выбросы вещества
------------------------------	------------------

	г/с	т/г
Оксида углерода	1,021	1,192
Диоксид азота	1,581	1,833
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,478	0,550
Сажа С	0,082	0,092
Сернистый ангидрид	0,198	0,229
Формальдегид	0,020	0,023
Бенз/а/пирен	0,00000198	0,0000025
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO ₂ и 0.13 - для NO.		
Наименование вредных веществ	Выбросы вещества	
	г/с	т/г
Диоксид азота	1,2651	1,4666
Оксид азота	0,2056	0,2383

Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок.
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.

Источник №0028 – Цементировочный агрегат ЦА-320 (176 кВт)

Марка, мощность,

Ve	ЦА-320	176	кВт;	
	n	1	шт.;	
	h	2,5	м;	
	d	0,08	м;	
	T	100	°С;	
Номинальный расход топлива		0,000087	кг/ч;	
Расход дизельного топлива		0,09	т/г;	1,08
Время работы		2088	ч/г;	

Расчета расхода отработавших газов (кг/с) от стационарной дизельной установки определяется:

$$G_{ог} = 8.72 \cdot 10^{-6} \cdot b_3 \cdot P_3, \quad 0,00000002$$

b_3 - удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя, г/кВт*ч;

0,000015

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт.

Объемный расход отработавших газов (м³/с) определяется по формуле:

$$Q_{ог} = G_{ог} / g_{ог}, \quad 0,00000007$$

где: $g_{ог}$ - удельный вес отработавших газов (кг/м³) рассчитываемый по формуле:

$$g_{ог} = g_{0ог} / (1 + T_{ог} / 273), \quad 0,359$$

где: $g_{0ог}$ - удельный вес отработавших газов при температуре, равной 0°С, значение которого согласно [1],

[6] можно принимать, кг/м³; 1,31

$T_{ог}$ - температура отработавших газов, К. 723

Максимальный выброс i -ного вещества стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$e_i \cdot P_3$$

$$M_{сек} = \frac{e_i \cdot P_3}{3600}, \text{ г/с}$$

где: e_i – выброс i -ного вещества на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме номинальной мощности, г/кВт*ч, определяемый по табл. 1 или 2;

P_3 – эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки, кВт. Значение берется из технической документации не указывается значение эксплуатационной мощности, то в качестве P_3 , принимается значение номинальной мощности стационарной дизельной установки (N_e);

1/3600 – коэффициент пересчета «час» в «сек».

Валовый выброс i -ного вещества за год от стационарной дизельной установки определяется по формуле:

$$q_i \cdot B_{год}$$

$$M_{год} = \frac{q_i \cdot B_{год}}{3600},$$

т/год

1000

где: q_i – выброс вредного вещества, г/кг топлива, приходящегося на один кг дизельного топлива, при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл, определяемый по табл. 3 или 4;

$V_{\text{год}}$ – расход топлива стационарной дизельной установки за год, т;

1/1000 – коэффициент пересчета «кг» в «т».

Результаты расчета выбросов ВВ от дизельной установки

Наименование вредных веществ	Значения выбросов для различных групп дизельных установок		Выбросы вещества	
	e _i	q _i	г/с	т/г
Оксида углерода	6,2	26	0,3031	0,0023
Диоксид азота	9,6	40	0,4693	0,0036
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	2,9	12	0,1418	0,0011
Сажа С	0,5	2,0	0,0244	0,0002
Сернистый ангидрид	1,2	5,0	0,0587	0,0005
Формальдегид	0,12	0,5	0,0059	0,000045
Бенз/а/пирен	0,000012000	0,000055	0,0000006	0,000000050
Коэффициенты трансформации следует принимать на уровне максимально установленных значений, т.е. 0.8 - для NO2 и 0.13 - для NO.				
Наименование вредных веществ	Коэффициент трансформации		Выбросы вещества	
			г/с	т/г
Диоксид азота	0,80		0,3755	0,0029
Оксид азота	0,13		0,0610	0,0005
Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004.				

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИғИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
СУ РЕСУРСТАРЫ КОМИТЕТІ
“СУ РЕСУРСТАРЫН ПАЙДАЛАНУДЫ
РЕТТЕУ ЖӘНЕ ҚОРҒАУ ЖӨНІНДЕГІ
ЖАЙЫҚ – КАСПИЙ
БАССЕЙНДІК ИНСПЕКЦИЯСЫ”
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ПО ВОДНЫМ РЕСУРСАМ
РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
“ЖАЙЫК-КАСПИЙСКАЯ БАССЕЙНОВАЯ
ИНСПЕКЦИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И ОХРАНЕ
ВОДНЫХ РЕСУРСОВ”

060002, Атырау қаласы, Абай көшесі-10 «а»
Тел/факс: 8(7122) 32-69-09
E-mail: kaspibi@ecogeo.gov.kz

060002, город Атырау, улица Абая-10 «а»,
Тел/факс: 8(7122) 32-69-09
E-mail: kaspibi@ecogeo.gov.kz

№

18-13-01-08/361
27.12.2021

TOO «5A OIL»

На Ваше обращение №144-21 от 15.12.2021г.
Входящий ЖК БИ №3Т-К-265 от 22.12.2021г.

Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов, в ответ на Ваше обращение сообщает следующее.

Согласно представленным материалам, а именно картограмме расположения участков недр и координатам, разведочных работ по оценке углеводородов на контрактной территории, включающей Блоки А и Е расположен за пределами водоохранных зон рек Жем, Сагиз, Уил и Каспийского моря установленных постановлением акимата Атырауской области от 26.04.2013 года №153 «Об установлении водоохранных зон и полос рек Жем, Сагиз, Уил в пределах Атырауской области» и постановлением акимата Атырауской области от 12.04.2012 года №99 «Об установлении водоохранных зон и полос в Атырауской части Каспийского моря».

Вместе с тем сообщаем что, Блок Е частично расположен на нагонно-сгонной территории Каспийского моря.

В дополнение на основании подпункта 5) пункта 2 статьи 22 Административного процедурно-процессуального Кодекса Республики Казахстан от 29 июня 2020 года (далее – Кодекс) Вы в праве обжаловать действия (бездействие) должностных лиц либо решение, принятое по обращению.

В соответствии пункта 2 статьи 89 Кодекса ответ на запрос подготовлен на языке обращения.

Руководитель инспекции

Г.Аманиязова
тел: 32-69-09

Г.Азидуллин

АТЫРАУ ОБЛЫСЫНЫҢ
ӘКІМДІГІ

АТЫРАУ ОБЛЫСЫ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР ЖӘНЕ ТАБИҒАТ
ПАЙДАЛАНУДЫ РЕТТЕУ
БАСҚАРМАСЫ



АКИМАТ
АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

УПРАВЛЕНИЕ ПРИРОДНЫХ
РЕСУРСОВ И РЕГУЛИРОВАНИЯ
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ
АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

060010, Атырау қаласы, Әйтеке би көшесі, 77
тел/факс: 8 (7122) 35-45-59
эл. пошта: atr.priroda@atyrau.gov.kz

060010, город Атырау, улица Айтеке би, 77
тел/факс: 8 (7122) 35-45-59
эл. почта: atr.priroda@atyrau.gov.kz

30.12.21 №
06-01-05-04-4/799

Председателю правления
ООО «5A OIL (5A OIL)»
А.К.Касенову

На ваше письмо №143-21
от 15 декабря 2021 года

Управление Природных ресурсов и регулирования природопользования Атырауской области, рассмотрев Ваше письмо сообщает, что территория проводимых работ ООО «5A OIL (5A OIL)» блоки А и Е не входят в особо охраняемые природные территории и территорию государственного лесного фонда.

А также сообщаем что в запрашиваемым участке находятся уникальные природные объекты.

Прилагаем письмо от РГУ Атырауская областная территориальная инспекция лесного хозяйства и животного мира.

Руководитель управления



П. Джантоков

Исп.: Е. Мендыбаев
Тел.: 329678 (328)
Эл. почта: e.mendibaev@atyrau.gov.kz

Мендыбаев

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ОРМАН ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ
ЖАҢУАРЛАР ДҮНИЕСІ КОМИТЕТІНІҢ
АТЫРАУ ОБЛЫСТЫҚ ОРМАН
ШАРУАШЫЛЫҒЫ ЖӘНЕ ЖАҢУАРЛАР
ДҮНИЕСІ
АУМАҚТЫҚ ИНСПЕКЦИЯСЫ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК
МЕКЕМЕСІ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «АТЫРАУСКАЯ ОБЛАСТНАЯ
ТЕРРИТОРИАЛЬНАЯ ИНСПЕКЦИЯ ЛЕСНОГО
ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО МИРА
КОМИТЕТА
ЛЕСНОГО ХОЗЯЙСТВА И ЖИВОТНОГО МИРА
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

060009, Атырау қ., Лесхоз м/а, Қ. Медеубаев көшесі 33 үй
тел.: 8(7122) 28-02-51

060009, г. Атырау, мкр. Лесхоз ул. Қ. Медеубаева 33
тел.: 8(7122) 28-02-51

№ _____

**Атырау облысы табиғи ресурстар
және табиғат пайдалануды реттеу
басқармасының басшысы
Н. Джантоқовқа**

*Сіздің 28.12.2021 жылғы
№ 06-01-05-04-4/752 санды хатыңызға*

Атырау облыстық орман шаруашылығы және жануарлар дүниесі
аумақтық инспекциясы «5A OIL» ЖШС- ның атқарылатын жұмыстарының
аумағы, атап айтқанда А, Е, блоктары ерекше қорғалатын табиғи аумақтарға
және мемлекеттік орман қоры аумағына кірмейтінін қаперіңізге береді.

Инспекция басшысы

Р. Даулетов

Орынд.: М. Шалхаров
Тел.: 28-02-51

Информация

28.12.2021



Казахстан Республикасы,
Нур-Султан, Есіл ауданы, Д.Кунаев к., 2
Республика Казахстан,
Нур-Султан, Р-н Есиль, ул. Д.Кунаева, 2
Republic of Kazakhstan,
Nur-Sultan, Area Esil, str.Kunaev, 2

Казахстан Республикасы, 060002,
Атырау қ., Авангард-3 ш.а., №-1 үй
Республика Казахстан, 060002,
г. Атырау, мкр-он Авангард -3, д. №1
Republic of Kazakhstan, 060002,
Atyrau, Building #1, Avangard micr-reg
Тел./Tel.: +7 (712) 227 60 50 (55, 70)

Исх. № 155-21 от 30 декабря 2021 г.

**Комитет экологического
регулирования и контроля
Министерства экологии,
геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан**

Согласно требованию Департамента экологии по Атырауской области №6 Заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности №KZ57VWF00054907 от 10.12.2021, TOO «5А OIL (5А ОИЛ)» сообщает, что в рамках проекта разведочных работ специальное водопользование не планируется. Привоз воды для технических, хозяйственно-бытовых и питьевых нужд и вывоз сточных вод будет осуществляться по договору с подрядной организацией (Копия договора на поставку и вывоз воды в приложении).

С уважением,
Председатель правления
TOO «5А OIL (5А ОИЛ)»:

Касенов А.К.



**Сұйық-тұрмыстық және қатты тұрмыстық қалдықтарды шығару және орналастыру қызметтеріне
№S-HSE-018-22 КЕЛІСІМШАРТ**

Алматы қ.

01 қаңтар 2022 ж.

ДОГОВОР №S-HSE-018-22 на оказание услуг по вывозу и размещению жидко-бытовых и твердо-бытовых отходов

г. Алматы

01 января 2022 г.

«5A OIL (5A ОИЛ)» ЖШС (бұдан әрі «Тапсырысшы») атынан Жарғы негізінде әрекет ететін Басқарма Төрағасы Касенов А.К. мырза бір тараптан және

«ZapKazService» ЖШС (бұдан әрі «Орындаушы») атынан Жарғы негізінде әрекет ететін Директор Чекалдин И.Н. мырза екінші тараптан, бірге «Тараптар» деп атала отырып, төмендегідей келісімшарт (бұдан әрі «Келісімшарт») жасасты:

1. КЕЛІСІМШАРТТЫҢ МӘНІ

1.1. Тапсырысшы Орындаушыға келесі қызметтерді көрсетуді тапсырады, ал Орындаушы сол қызметтерді орындауға міндеттенеді:

- Атырау облысының Мақат ауданында орналасқан Тапсырысшының объектілері аймағынан сұйық-тұрмыстық пен қатты-тұрмыстық қалдықтарды (СТҚ және КТҚ) шығару және орналастыру (бұдан әрі «Қызметтер»);

1.2. Қызметтерге қойылатын техникалық және өзге де талаптар ҚР табиғатты қорғау заңнамасына және санитариялық нормалар мен ережелерге сәйкес болуы тиіс.

1.3. Орындаушы осы Келісімшарт бойынша Қызметтерді көрсетуге қажетті барлық лицензиялары, рұқсаттары және өкілеттілігі бар екендігін растайды және кепілдейді. Орындаушы Келісімшартқа қол қойылған сәттен бастап үш (3) күнтізбелік күн ішінде келесілердің бар екендігін растайтын құжаттарды тапсыруға міндеттенеді:

1.3.1. Атырау облысының Мақат ауданында орналасқан СТҚ-ды өңдеуге (тазартуға) және орналастыруға арналған тазарту кешені бар өндіріс базасы немесе Мақат ауданына КТҚ-ды тазарту және орналастыру қызметтерін көрсететін табиғи монополия субъектісі «Жылыой Су» Жылыой ауданына СТҚ-ды тазарту және орналастыру қызметтерін көрсететін табиғи монополия субъектісі «Атырау Су арнасы» КМК-мен жасалған қызмет көрсету келісімшарты (-тары).

1.3.2. СТҚ мен КТҚ-ды тасымалдауға арналған барлық қажетті құжаттары бар (техникалық паспорттар, техникалық қарау және сақтандыру құжаттары) 2 (екі) арнайы толық-жетек автокөлік құралы.

1.4. Қызметтерді көрсету орны: №1 қосымшада көрсетілген.

TOO «5A OIL (5A ОИЛ)», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Председателя Правления Касенова А.К., действующего на основании устава, с одной стороны и TOO «ZapKazService», в лице директора Чекалдина И.Н., именуемое в дальнейшем «Исполнитель», с другой стороны, совместно именуемые в дальнейшем «Стороны», заключили настоящий договор (далее «Договор») о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Заказчик поручает, а Исполнитель принимает на себя обязанность оказывать услуги

- по вывозу и размещению жидко-бытовых и твердо-бытовых отходов (далее - «ЖБО и ТБО») с территории объектов Заказчика в Атырауской области (далее - «Услуги»);

1.2. Технические и другие требования к Услугам должны соответствовать природоохранному законодательству РК, требованиям санитарных норм и правил.

1.3. Настоящим Исполнитель подтверждает и гарантирует, что он имеет все необходимые лицензии, разрешения и полномочия для оказания Услуг по настоящему Договору. Исполнитель обязуется в течение 3-х календарных дней после подписания Договора предоставить документы, подтверждающие наличие:

1.3.1. производственной базы с комплексом очистных сооружений для обработки (очистки) и размещения ЖБО, расположенной в Атырауской области или договора/ов на оказание услуг с субъектами естественных монополий КГП «Жылыой Су», обслуживающим Жылыойский район по очистке и размещению ЖБО и КГП «Атырау Су Арнасы», обслуживающим Мақатский район по очистке и размещению ЖБО;

1.3.2. 2 (два) специальных полноприводных автотранспортных средств, предназначенных для перевозки ЖБО и ТБО со всеми необходимыми документами (тех. паспорта, тех. осмотр и страховки).

1.4. Место оказания Услуг – Указано в приложении №1

**9.3АҢДЫ МЕКЕНЖАЙЛАР, БАНКТІК
ДЕРЕКТЕМЕЛЕР ЖӘНЕ ТАРАПТАРДЫҢ
ҚОЛДАРЫ**

ЗАКАЗЧИК

«5А ОЙЛ (5А ОЙЛ)» ЖШС
Мекенжайы: Қазақстан Республикасы,
Нұр-Сұлтан қ., Есіл ауданы,
Дінімұхамед Қонаев к-сі, 2-үй
Пошталық мекенжайы:
Алматы қ., Сәтпаев к-сі, 18 «А», литер «Б»
Тел.: +7 727 312 16 72
БСН: 190940011143
Банктік деректемелері:
ЖСК (KZT): KZ258562203107684366
ҚБЕ:17
Банкі: «Банк ЦентрКредит» АҚ
Қазақстан Республикасы, Нұр-Сұлтан қ.
Банктің БСК-ы: КСІВКЗКХ

**9. ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА, БАНКОВСКИЕ
РЕКВИЗИТЫ И ПОДПИСИ СТОРОН**

ТАПСЫРЫСШЫ

TOO «5А ОЙЛ (5А ОЙЛ)»
Адрес: Республика Казахстан,
г. Нур-Султан, район Есиль,
улица Дінімұхамед Қонаев, дом 2
Почтовый адрес:
г. Алматы, ул. Сатпаева 18 «А», литер «Б»
Тел.: +7 727 312 16 72
БИН: 190940011143
Банковские реквизиты:
ИИК (KZT): KZ258562203107684366
КБЕ:17
Банк: АО «Банк ЦентрКредит»
Республика Казахстан, г. Нур-Султан
БИК Банка: КСІВКЗКХ

Баскарма Төрағасы / Председатель Правления
Касенов А.К.

ОРЫНДАУШЫ

«ZapKazService» ЖШС
060604, ҚР, Атырау облысы, Мақат ауданы, Доссор
кенті, Хансултан Аухатов ықшам ауданы, 44/3
БСН 171140040830
ЖСК: KZ566010141000039532
БИК HSBKKZKX
"Қазақстан Халық банкі" АҚ
Тел. 87776280811; 87711553841

ИСПОЛНИТЕЛЬ

TOO «ZapKazService»
060604, РК, Атырауская область, Мақатский район, п.
Доссор, мкр Хансултан Аухатов, д.44, кв.3
БИН 171140040830
ИИК KZ566010141000039532
БИК HSBKKZKX
АО «Народный банк Казахстана»
Тел. 87776280811; 87711553841

Директоры / Директор
Чекалдин И.Н.

ШАРУАШЫЛЫҚ-АУЫЗ СУЫН ЖЕТКІЗУГЕ № P-GA-036-22 КЕЛІСІМШАРТ

Нұр-Сұлтан қ.

«05» қаңтар 2022 ж.

Бұдан әрі «Тапсырысшы» деп аталатын «5A OIL (5A ОИЛ)» ЖШС атынан Жарғы негізінде әрекет етуші Басқарма төрағасы Касенов А.К. мырза бір тараптан және бұдан әрі «Жеткізуші» деп аталатын «Magjan» ЖК атынан 01.03.2019ж. № KZ01UWQ01232848 жеке кәсіпкерді мемлекеттік тіркеу туралы куәлігі негізінде әрекет етуші Директоры Қонырбаев С.К. екінші тараптан, бұдан әрі бірге «Тараптар» деп атала отырып, осы келісімшартты (бұдан әрі «Келісімшарт») төмендегі жайлы жасасты:

1. КЕЛІСІМШАРТТЫҢ МӘНІ

1.1. Тапсырысшы Жеткізушіге келесіні тапсырады, ал Жеткізуші сол тапсырманы орындауға міндеттенеді: көлемі 1800 м³ шаруашылық-ауыз суын (бұдан әрі «су») жеткізу және оны Тапсырысшының өтінімдерінде көрсетілетін бағдарлар бойынша Тапсырысшының Атырау облысындағы кен орындарында тасымалдау.

1.2. Кен орындардың атаулары және суды орташа есеппік тұтыну жөніндегі деректер:

- Қызылжар II – 300 м³;
- Доссор Оңтүстік -Шығыс - 300 м³;
- Оңтүстік Рақуша – 300 м³;
- Карасай - 300 м³;
- Акатколь – 300 м³;
- Жаршык – 300 м³.

1.3. Су Тапсырысшының Жеткізушіге кемінде 5 (бес) күнтізбелік күн бұрын жіберілетін өтінімдері бойынша жеткізіледі.

1.4. Жеткізілетін су Қазақстан Республикасының қолданыстағы заңнамасымен бекітілген ГОСТ стандарттарына, санитариялық нормаларына және техникалық шарттарына сәйкес болуы тиіс.

1.5. Жеткізілетін судың көлемі арнайы автокөлік құралдарының (су тасығыштар) ыдыстары бойынша есептеледі.

ДОГОВОР ПОСТАВКИ ВОДЫ ХОЗЯЙСТВЕННО-ПИТЬЕВОГО НАЗНАЧЕНИЯ № P-GA-036-22

г. Нур-Султан

«05» января 2022 г.

TOO «5A OIL (5A ОИЛ)», именуемое в дальнейшем «Заказчик», в лице Председателя Правления Касенова А.К., действующего на основании Устава, и ИП «Magjan», именуемое в дальнейшем «Поставщик», в лице директора Қонырбаев С.К., действующего на основании Свидетельства о гос. регистрации ИП: № KZ01UWQ01232848 от 01.03.2019г.,

совместно именуемые «Стороны», заключили настоящий Договор (далее – Договор) о нижеследующем:

1. ПРЕДМЕТ ДОГОВОРА

1.1. Заказчик поручает, а Поставщик принимает на себя обязанность по поставке воды хозяйственно-питьевого назначения (далее именуемая - вода) в объеме 1800 м³ и ее транспортировке на месторождения Заказчика в Атырауской области, в соответствии с указанными маршрутами по заявкам Заказчика.

1.2. Названия месторождений и данные о среднем расчетном потреблении воды:

- Кызылжар II – 300 м³;
- Доссор Юго-Восточный - 300 м³;
- Рақуша Южная – 300 м³;
- Карасай - 300 м³;
- Акатколь – 300 м³;
- Жаршык – 300 м³.

1.3. Поставка воды осуществляется по заявкам Заказчика, направляемым Поставщику не менее чем за 5 (пять) календарных дня до даты поставки.

1.4. Поставляемая вода должна соответствовать действующим ГОСТам, требованиям санитарных норм и техническим условиям, установленным действующим законодательством РК.

1.5. Учёт поставляемой воды производится по емкости специализированных автотранспортных средств (водовозов).

жағдайда ол Келісімшартты нақты бұзу күніне дейін 10 (бес) күнтізбелік күн бұрын Жеткізушіні жазбаша түрде ескертуі тиіс. Ескерту берілгеннен кейін Тараптар ақырғы өзара есеп айырысуларын жасайды.

7.10. Бұл Келісімшарт әр Тарапқа бір данадан келетіндей екі бірдей данада және қазақ пен орыс тілдерінде жасалған. Екі тілдегі нұсқалар арасында қандай да болсын сәйкессіздік айқындалған жағдайда орыс тіліндегі нұсқаның күші басымды болады.

7.11. Шарт ТЖҚ сатып алу ережесіне №1 қосымшаның 34-тармағының негізінде жасалды.

9. ТАРАПТАРДЫҢ ЗАҢДЫ МЕКЕНЖАЙЛАРЫ, БАНКТІК ДЕРЕКТЕМЕЛЕРІ ЖӘНЕ ҚОЛДАРЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:

«5A OIL (5A OIL)» ЖШС

Мекенжайы: Қазақстан Республикасы,

Нұр-Сұлтан қ., Есіл ауданы,

Дінмұхамед Қонаев к-сі, 2-үй

Пошталық мекенжайы:

Алматы қ., Сәтпаев к-сі, 18 «А», литер «Б»

Тел.: +7 727 312 16 72

БСН: 190940011143

Банктік деректемелері:

ЖСК (KZT): KZ258562203107684366

ҚБЕ:17

Банкі: «Банк ЦентрКредит» АҚ

Қазақстан Республикасы, Нұр-Сұлтан қ.

Банктің БСК-ы: KСJBKZKX

Договора, предупредив об этом Поставщика за 10 (десять) календарных дней до фактической даты расторжения в письменной форме, после чего Стороны проводят окончательный взаиморасчет.

7.10. Договор составлен в двух идентичных экземплярах на государственном и русском языках, по одному экземпляру для каждой из Сторон. В случае возникновения любых разночтений между данными версиями, текст на государственном языке имеет преимущественную силу.

7.11. Договор заключен на основании п.34 Приложения №1 к Правилам приобретения ТРУ.

9.ЮРИДИЧЕСКИЕ АДРЕСА, БАНКОВСКИЕ РЕКВИЗИТЫ И ПОДПИСИ СТОРОН:

ЗАКАЗЧИК:

TOO «5A OIL (5A OIL)»

Адрес: Республика Казахстан,

г. Нур-Султан, район Есиль,

улица Динмухамеда Кунаева, дом 2

Почтовый адрес:

г. Алматы, ул. Сатпаева 18 «А», литер «Б»

Тел.: +7 727 312 16 72

БИН: 190940011143

Банковские реквизиты:

ИИК (KZT): KZ258562203107684366

КБЕ:17

Банк: АО «Банк ЦентрКредит»

Республика Казахстан, г. Нур-Султан

БИК Банка: KСJBKZKX

Касенов А.К.

Баскарма төрағасы / Председатель Правления

ЖЕТКІЗУШІ:

«Magjan» ЖК

Заңды мекенжайы: ҚР, 030000,

Ақтобе қ. Заречный аулы 2/228

Байланыс телефоны: 8 701 244 31 30

E-mail: sabit445@mail.ru

БСН 841112301074

Банктік деректемесі:

«Сбербанк» АҚ ЕБ Ақтобе қ. филиалы

БСК: SABRKZKA

ЖСК: KZ22914042204KZ022XJ

ПОСТАВЩИК:

ИП «Magjan»

Юр.адрес: Республика Казахстан, 030000,

г. Ақтобе п. Заречный 2/228

Контактный телефон: 8 701 244 31 30

E-mail: sabit445@mail.ru

БИН 841112301074

Банковские реквизиты:

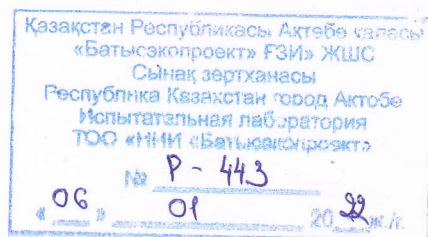
ДБ АО «Сбербанк» филиал в . Ақтобе

БИК SABRKZKA

ИИК KZ22914042204KZ022XJ



Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
 Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801
 Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08
 Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 443
 от 06.01.2022 г.

Всего листов 1

Наименование продукции	Почва
Заказчик	ТОО «5 A Oil»
Дата поступления образцов	30.12.2021 г.
Дата проведения испытаний	30.12 - 06.01.2022 г.
Место отбора пробы	Структура «Акатколь», СЭП №1, СЭП №2
Масса пробы	1,0 кг
НД на отбор проб	ГОСТ 28168-89, ГОСТ 17.4.4.02-2017
Вид испытаний	Наблюдательные
Условия проведения испытаний	Температура – 24,0°C, влажность – 74,0%

№ п/п	Показатели	НД на методы испытаний	Фактически полученные данные	
			СЭП №12	СЭП №13
			Проба №997-П	Проба №998-П
1	2	3	4	5
1	Концентрация нефтепродуктов, мг/г	МВИ №03-03-2012	0,05	0,07
2	Концентрация меди, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	3,14	3,35
3	Концентрация цинка, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	16,32	17,11
4	Концентрация свинца, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	8,56	8,77
5	Концентрация кадмия, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	0,78	1,10

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-химик

М.С.Мералиева

Утвердил: Заведующая ИЛ

Г.Б.Ахметова

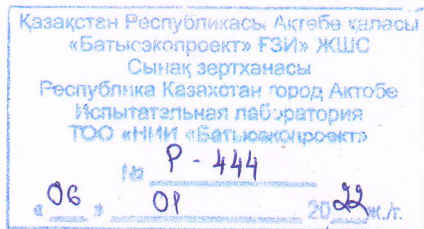
Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»» запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»

Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801

Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08

Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 444
от 06.01.2022 г.

Всего листов 1

Наименование продукции

Заказчик

Дата поступления образцов

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

Масса пробы

НД на отбор проб

Вид испытаний

Условия проведения испытаний

Почва

ТОО «5 A Oil»

30.12.2021 г.

30.12 - 06.01.2022 г.

Структура «Карасай», СЭП №1

1,0 кг

ГОСТ 28168-89, ГОСТ 17.4.4.02-2017

Наблюдательные

Температура – 24,0°C, влажность – 74,0%

№ п/п	Показатели	НД на методы испытаний	Фактически полученные данные
			Проба №999-П
1	2	3	4
1	Концентрация нефтепродуктов, мг/г	МВИ №03-03-2012	0,04
2	Концентрация меди, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	3,28
3	Концентрация цинка, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	17,29
4	Концентрация свинца, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	7,96
5	Концентрация кадмия, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	0,85

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-химик

Мерз
Ахметова

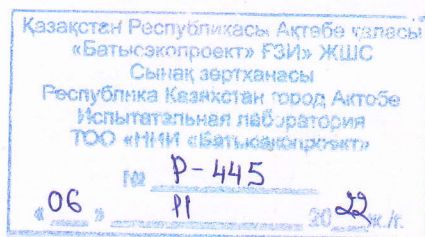
М.С.Мералиева

Утвердил: Заведующая ИЛ

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»» запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801
Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08
Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 445
от 06.01.2022 г.

Всего листов 1

Наименование продукции
Заказчик
Дата поступления образцов
Дата проведения испытаний
Место отбора пробы
Масса пробы
НД на отбор проб
Вид испытаний
Условия проведения испытаний

Почва
ТОО «5 A Oil»
30.12.2021 г.
30.12 - 06.01.2022 г.
Структура «Кызылжар II», СЭП №1, СЭП №2, СЭП №3
1,0 кг
ГОСТ 28168-89, ГОСТ 17.4.4.02-2017
Наблюдательные
Температура – 24,0°C, влажность – 74,0%

№ п/п	Показатели	НД на методы испытаний	Фактически полученные данные		
			СЭП №1	СЭП №2	СЭП №3
			Проба №1000-П	Проба №1001-П	Проба №1002-П
1	2	3	4	5	6
1	Концентрация нефтепродуктов, мг/г	МВИ №03-03-2012	0,05	0,06	0,03
2	Концентрация меди, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	2,88	3,07	2,92
3	Концентрация цинка, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	16,63	17,44	16,25
4	Концентрация свинца, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	7,84	6,91	7,14
5	Концентрация кадмия, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	0,79	0,86	0,69

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-химик

Мерз

М.С.Мералиева

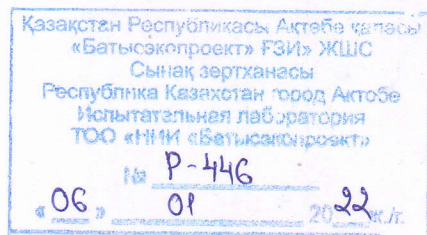
Утвердил: Заведующая ИЛ

Ахмет

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»»
запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801
Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08
Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 446
от 06.01.2022 г.

Всего листов 1

Наименование продукции
Заказчик
Дата поступления образцов
Дата проведения испытаний
Место отбора пробы

Масса пробы
НД на отбор проб
Вид испытаний
Условия проведения испытаний

Почва
ТОО «5 A Oil»
30.12.2021 г.
30.12 - 06.01.2022 г.
Структура «Жарщик», СЭП №1, СЭП №2, СЭП №3,
СЭП №4, СЭП №5
1,0 кг
ГОСТ 28168-89, ГОСТ 17.4.4.02-2017
Наблюдательные
Температура – 24,0°C, влажность – 74,0%

№ п/п	Показатели	НД на методы испытаний	Фактически полученные данные				
			СЭП №1	СЭП №2	СЭП №3	СЭП №4	СЭП №5
			Проба №1003-П	Проба №1004-П	Проба №1005-П	Проба №1006-П	Проба №1007-П
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Концентрация нефтепродуктов, мг/г	МВИ №03-03-2012	0,04	0,06	0,05	0,07	0,06
2	Концентрация меди, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	3,16	3,27	2,75	2,83	3,47
3	Концентрация цинка, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	17,11	17,18	16,92	16,84	17,14
4	Концентрация свинца, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	7,65	6,87	7,38	7,41	8,21
5	Концентрация кадмия, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	0,74	0,82	0,76	0,88	0,64

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-химик

Мерз

М.С.Мералиева

Утвердил: Заведующая ИЛ

Ахметова

Г.Б.Ахметова

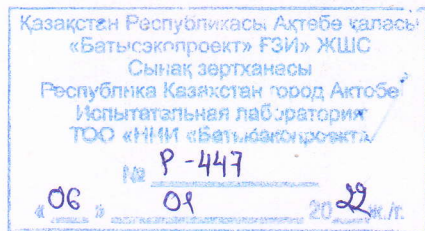
Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»» запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»

Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801

Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08

Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 447

от 06.01.2022 г.

Всего листов 1

Наименование продукции

Заказчик

Дата поступления образцов

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

Масса пробы

НД на отбор проб

Вид испытаний

Условия проведения испытаний

Почва

ТОО «5 A Oil»

30.12.2021 г.

30.12 - 06.01.2022 г.

Структура «Доссор Юго-Восточный», СЭП №1, СЭП №2

1,0 кг

ГОСТ 28168-89, ГОСТ 17.4.4.02-2017

Наблюдательные

Температура – 24,0°C, влажность – 74,0%

№ п/п	Показатели	НД на методы испытаний	Фактически полученные данные	
			СЭП №1	СЭП №2
			Проба №1008-П	Проба №1009-П
1	2	3	4	5
1	Концентрация нефтепродуктов, мг/г	МВИ №03-03-2012	0,05	0,06
2	Концентрация меди, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	3,37	3,42
3	Концентрация цинка, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	18,16	17,73
4	Концентрация свинца, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	7,18	6,98
5	Концентрация кадмия, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	0,76	0,87

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-химик

Мерз
Ахметова

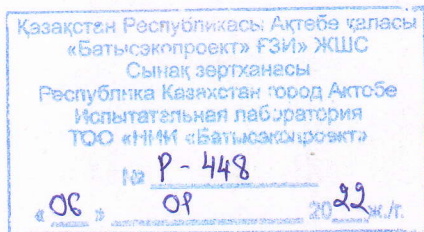
М.С.Мералиева

Утвердил: Заведующая ИЛ

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»» запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801
Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08
Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 448
от 06.01.2022 г.

Всего листов 1

Наименование продукции
Заказчик
Дата поступления образцов
Дата проведения испытаний
Место отбора пробы
Масса пробы
НД на отбор проб
Вид испытаний
Условия проведения испытаний

Почва
ТОО «5 A Oil»
30.12.2021 г.
30.12 - 06.01.2022 г.
Структура «Ракуша Южная», СЭП №1
1,0 кг
ГОСТ 28168-89, ГОСТ 17.4.4.02-2017
Наблюдательные
Температура – 24,0°C, влажность – 74,0%

№ п/п	Показатели	НД на методы испытаний	Фактически полученные данные
			Проба №1010-П
1	2	3	4
1	Концентрация нефтепродуктов, мг/г	МВИ №03-03-2012	0,07
2	Концентрация меди, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	3,45
3	Концентрация цинка, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	16,68
4	Концентрация свинца, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	8,11
5	Концентрация кадмия, мг/кг	ЦВ 5.18, 19.01-2005	0,96

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-химик

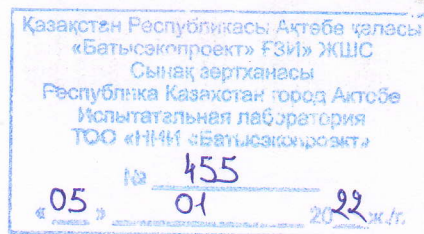
М.С.Мералиева

Утвердил: Заведующая ИЛ

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»» запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801
Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08
Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 455
от 05.01.2022 г

Всего листов 1

Наименование продукции

Заказчик

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

НД на методы испытаний

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения

ТОО "5 A Oil"

30.12.2021 г.

Структура "Акатколь", СЭП №1, СЭП №2

ГОСТ 28271-89

ГОСТ 25935-83

ГОСТ 26307-84

Вид испытаний

Гамма фон

Условия проведения испытаний

Наблюдательные

0,11 мкЗв/час

Температура - 7,0/-8,0°C

влажность - 70-72 %

давление - 745,0 мм.рт.ст.

Наименование обследуемого объекта	Фактически полученные данные, мкЗв/час
СЭП №1	0,11
СЭП №2	0,10

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-эколог

Жалғасбай

Қ.Қ.Жалғасбай

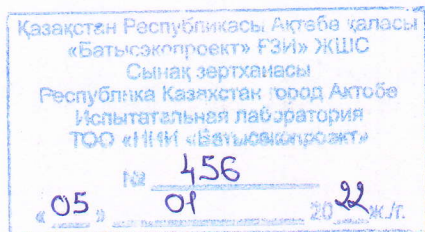
Утвердил: Заведующая ИЛ

Ахметова

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801
Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08
Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 456
от 05.01.2022 г

Всего листов 1

Наименование продукции

Заказчик

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

НД на методы испытаний

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения

ТОО "5 A Oil"

30.12.2021 г.

Структура "Карасай", СЭП №1

ГОСТ 28271-89

ГОСТ 25935-83

ГОСТ 26307-84

Вид испытаний

Гамма фон

Условия проведения испытаний

Наблюдательные

0,11 мкЗв/час

Температура - 7,0/-8,0°C

влажность - 70-72 %

давление - 745,0 мм.рт.ст.

Наименование обследуемого объекта	Фактически полученные данные, мкЗв/час
СЭП №1	0,12

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-эколог

К.К.Жалгасбай

Утвердил: Заведующая ИЛ

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»

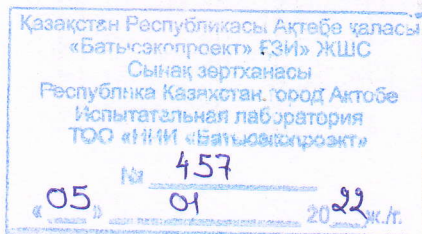
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801

Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08

Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



KZ.T.05.0903
TESTING



Протокол испытаний № 457
от 05.01.2022 г

Всего листов 1

Наименование продукции

Заказчик

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

НД на методы испытаний

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения

ТОО "5 A Oil"

30.12.2021 г.

Структура "Кызылжар II", СЭП №1, СЭП №2, СЭП №3

ГОСТ 28271-89

ГОСТ 25935-83

ГОСТ 26307-84

Вид испытаний

Гамма фон

Условия проведения испытаний

Наблюдательные

0,11 мкЗв/час

Температура - 7,0/-8,0°C

влажность - 70-72 %

давление - 745,0 мм.рт.ст.

Наименование обследуемого объекта	Фактически полученные данные, мкЗв/час
СЭП №1	0,10
СЭП №2	0,09
СЭП №3	0,11

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-эколог

Жалғасбай

Қ.Қ.Жалғасбай

Утвердил: Заведующая ИЛ

Ахметова

Г.Б.Ахметова

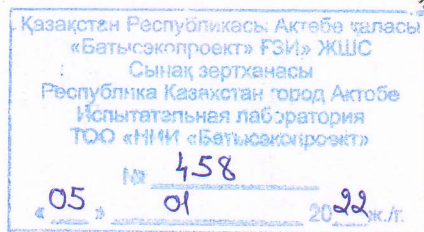
Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект» запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»

Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801

Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08

Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 458

от 05.01.2022 г

Всего листов 1

Наименование продукции

Заказчик

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

НД на методы испытаний

Вид испытаний

Гамма фон

Условия проведения испытаний

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения

ТОО "5 A Oil"

30.12.2021 г.

**Структура "Жарщик", СЭП №1, СЭП №2, СЭП №3,
СЭП №4, СЭП №5**

ГОСТ 28271-89

ГОСТ 25935-83

ГОСТ 26307-84

Наблюдательные

0,11 мкЗв/час

Температура - 7,0/-8,0°C

влажность - 70-72 %

давление - 745,0 мм.рт.ст.

Наименование обследуемого объекта	Фактически полученные данные, мкЗв/час
СЭП №1	0,11
СЭП №2	0,10
СЭП №3	0,08
СЭП №4	0,10
СЭП №5	0,12

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-эколог

Жалғасбай

Қ.Қ.Жалғасбай

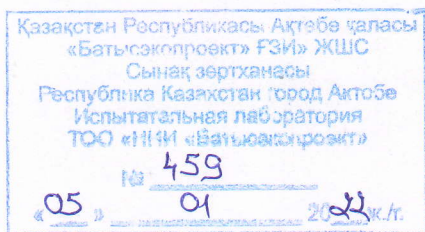
Утвердил: Заведующая ИЛ

Ахметова

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект» запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801
Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08
Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



Протокол испытаний № 459
от 05.01.2022 г

Всего листов 1

Наименование продукции
Заказчик

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

НД на методы испытаний

Вид испытаний

Гамма фон

Условия проведения испытаний

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения
ТОО "5 A Oil"

30.12.2021 г.

Структура "Доссор Юго-Восточный", СЭП №1, СЭП №2

ГОСТ 28271-89

ГОСТ 25935-83

ГОСТ 26307-84

Наблюдательные

0,11 мкЗв/час

Температура - 7,0/-8,0°C

влажность - 70-72 %

давление - 745,0 мм.рт.ст.

Наименование обследуемого объекта	Фактически полученные данные, мкЗв/час
СЭП №1	0,08
СЭП №2	0,10

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-эколог

Жалғасбай

Қ.Қ.Жалғасбай

Утвердил: Заведующая ИЛ

Ахметова

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект»
запрещена

Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект»

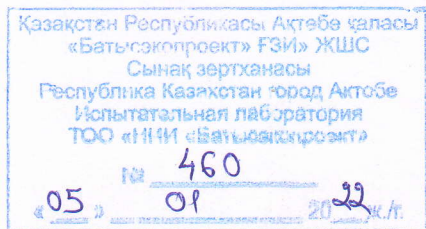
Республика Казахстан, г. Актобе, 41 разъезд, участок 801

Телефон 8-7132-98-78-00, факс 8-7132-98-78-08

Аттестат аккредитации № KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 г.



KZ.T.05.0903
TESTING



Протокол испытаний № 460
от 05.01.2022 г

Всего листов 1

Наименование продукции

Заказчик

Дата проведения испытаний

Место отбора пробы

НД на методы испытаний

Вид испытаний

Гамма фон

Условия проведения испытаний

Мощность эквивалентной дозы гамма-излучения

ТОО "5 A Oil"

30.12.2021 г.

Структура "Ракуша Южная", СЭП №1

ГОСТ 28271-89

ГОСТ 25935-83

ГОСТ 26307-84

Наблюдательные

0,11 мкЗв/час

Температура - 7,0/-8,0°C

влажность - 70-72 %

давление - 745,0 мм.рт.ст.

Наименование обследуемого объекта	Фактически полученные данные, мкЗв/час
СЭП №1	0,11

Протокол распространяется только на образцы, подвергнутые испытаниям

Исполнитель: Инженер-эколог

К.К.Жалғасбай

Утвердил: Заведующая ИЛ

Г.Б.Ахметова

Частичная перепечатка протокола без разрешения ИЛ ТОО «НИИ «Батысэкопроект» запрещена

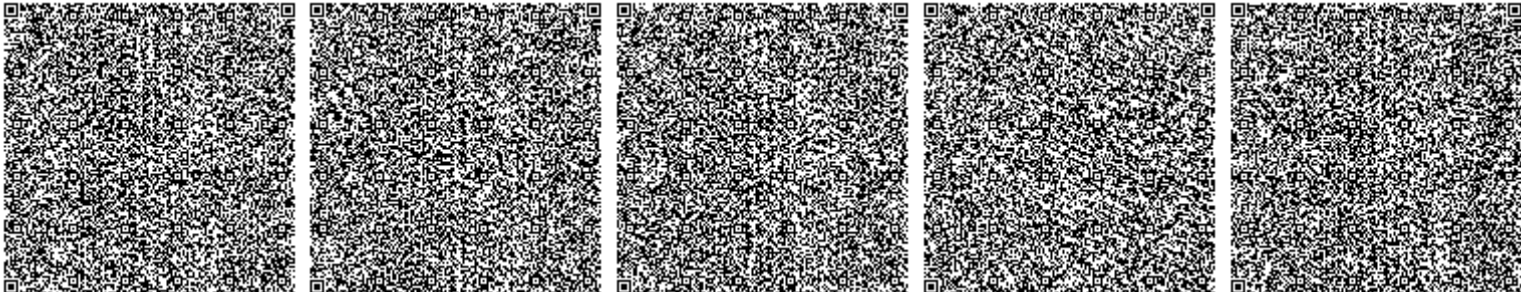


МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 жылы

01695P

Берілді	<u>"Timal Consulting Group" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі</u> Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Бостандық ауданы, АЛЪ-ФАРАБИ, № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А" үй., 188., БСН: 080440002381 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	<u>Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету</u> («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	<u>басты</u>
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)
Лицензиар	<u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті. Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.</u> (лицензиардың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	<u>ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ</u> (лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	<u>Астана қ.</u>





МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі **01695P**

Лицензияның берілген күні **05.09.2014 жылы**

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері

(Қазақстан Республикасының "Лицензиялау туралы" Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтерінің атауы)

- шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

Өндірістік база

(орналасқан жері)

Лицензиат

"Timal Consulting Group" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

Қазақстан Республикасы, Алматы қ., Бостандық ауданы, АЛЬ-ФАРАБИ, № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А" үй., 188., БСН: 080440002381
(заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайі, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)

Лицензиар

Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті. Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.
(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ
(лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

Лицензияға қосымшаның нөмірі

001

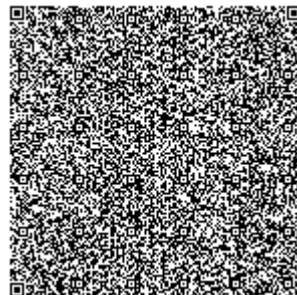
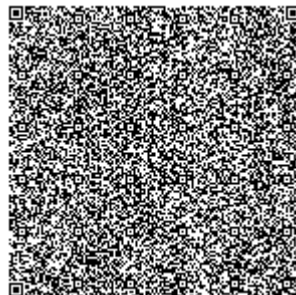
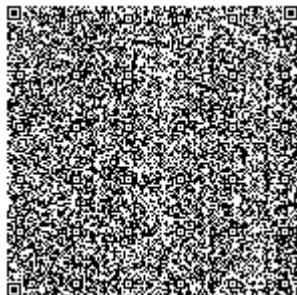
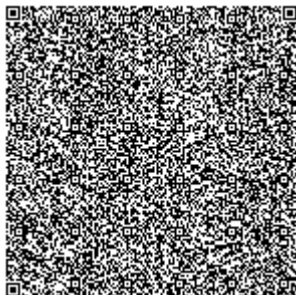
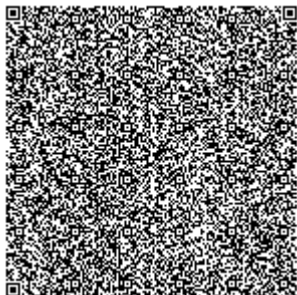
Лицензияға қосымшаның берілген күні

05.09.2014

Лицензияның қолданылу мерзімі

Берілген жер

Астана қ.





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 года

01695P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "Timal Consulting Group"

Республика Казахстан, г.Алматы, Бостандыкский район, АЛЬ-ФАРАБИ, дом № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А", 188., БИН: 080440002381

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

генеральная

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

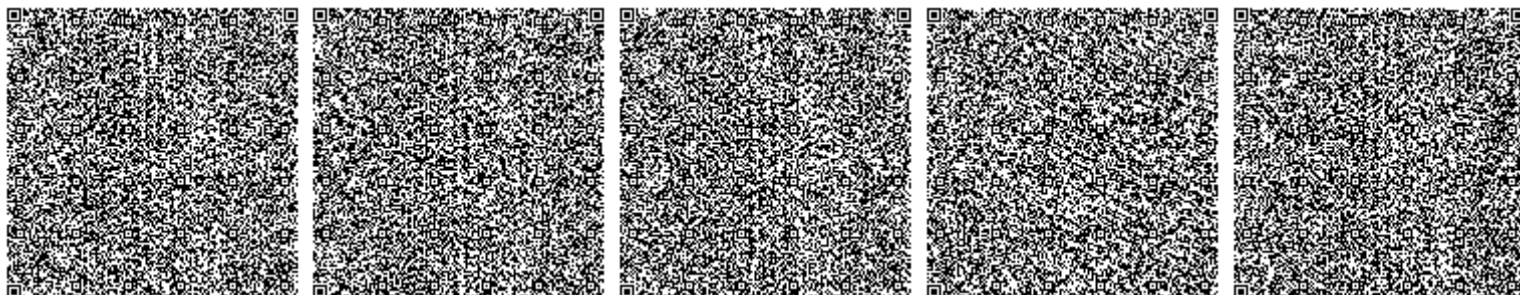
**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **01695P**

Дата выдачи лицензии **05.09.2014 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 "Timal Consulting Group"**

Республика Казахстан, г. Алматы, Бостандыкский район, АЛЬ-ФАРАБИ, дом № 7, БЦ "Нурлы Тау", блок 5 "А", 188., БИН: 080440002381

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**
(полное наименование лицензиара)

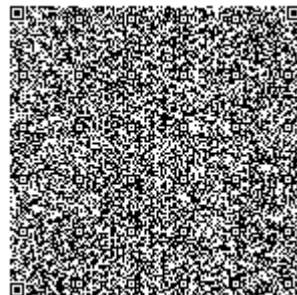
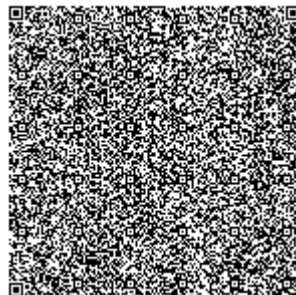
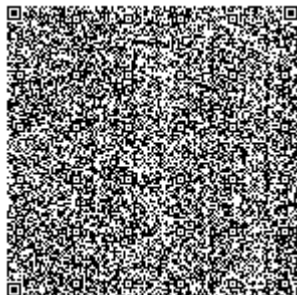
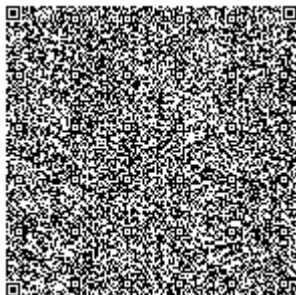
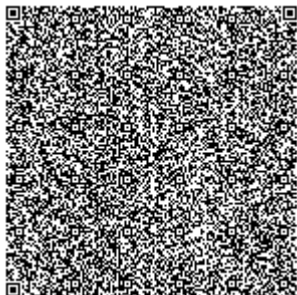
Руководитель
(уполномоченное лицо) ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к
лицензии 001

Дата выдачи приложения
к лицензии 05.09.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи г. Астана



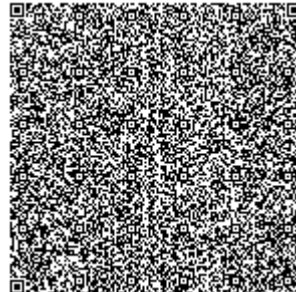
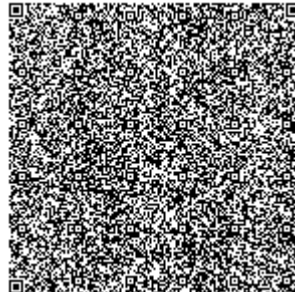
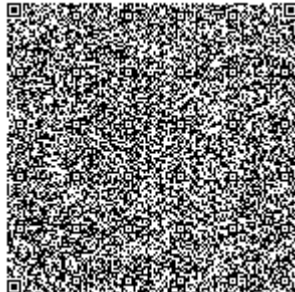
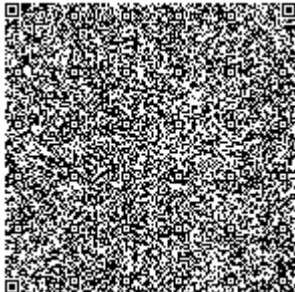
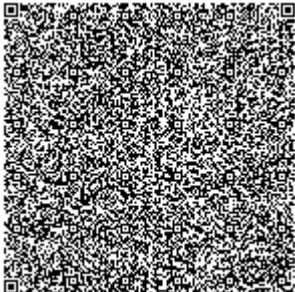


МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 жылы

02342P

Берілді	<u>ЖИЕМБАЕВА АЙГЕРИМ МУРАТОВНА</u> ЖСН: 830325450924 (заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)
Қызмет түрі	<u>Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету</u> («Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)
Лицензия түрі	<u>басты</u>
Лицензия қолданылуының айрықша жағдайлары	(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)
Лицензиар	<u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті.</u> <u>Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.</u> (лицензиардың толық атауы)
Басшы (уәкілетті тұлға)	<u>ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ</u> (лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)
Берілген жер	<u>Астана қ.</u>





МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі **02342P**

Лицензияның берілген күні **05.09.2014 жылы**

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері

(Қазақстан Республикасының "Лицензиялау туралы" Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтерінің атауы)

- шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

Өндірістік база

(орналасқан жері)

Лицензиат **ЖИЕМБАЕВА АЙГЕРИМ МУРАТОВНА**

ЖСН: 830325450924

(заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайі, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)

Лицензиар **Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті. Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.**
(лицензиярдың толық атауы)

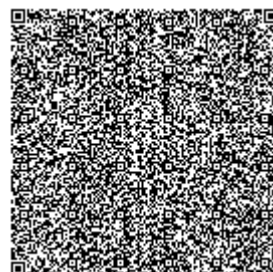
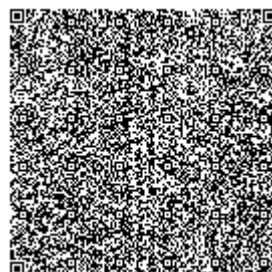
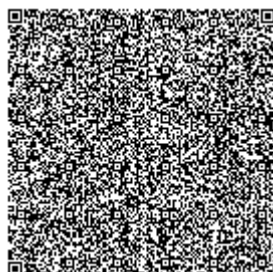
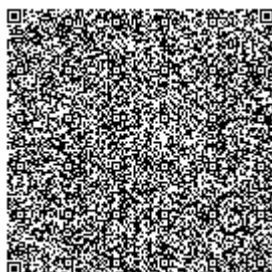
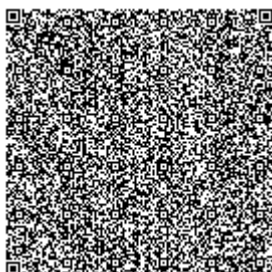
Басшы (уәкілетті тұлға) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**
(лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

Лицензияға қосымшаның нөмірі 001

Лицензияға қосымшаның берілген күні 05.09.2014

Лицензияның қолданылу мерзімі

Берілген жер Астана қ.





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 года

02342P

Выдана

ЖИЕМБАЕВА АЙГЕРИМ МУРАТОВНА

ИИН: 830325450924

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

генеральная

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

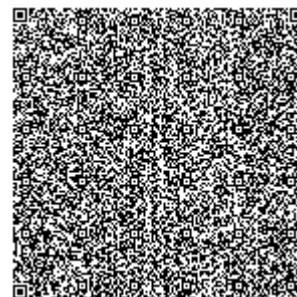
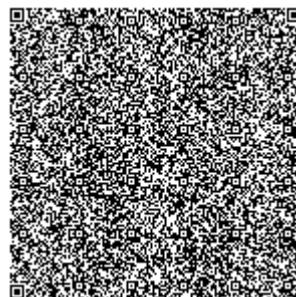
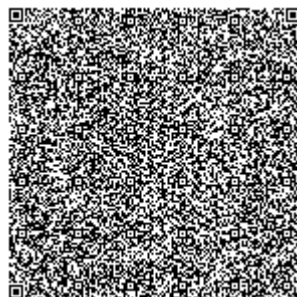
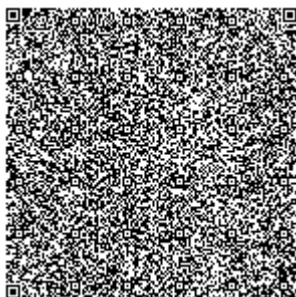
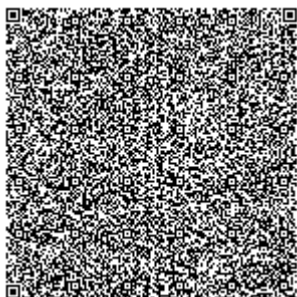
**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии **02342Р**

Дата выдачи лицензии **05.09.2014 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 **ЖИЕМБАЕВА АЙГЕРИМ МУРАТОВНА**

ИИН: 830325450924

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар **Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**
(полное наименование лицензиара)

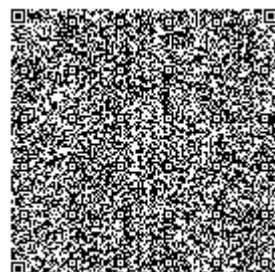
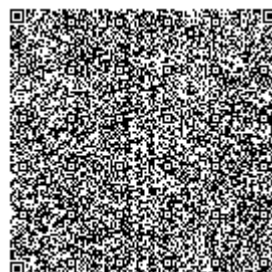
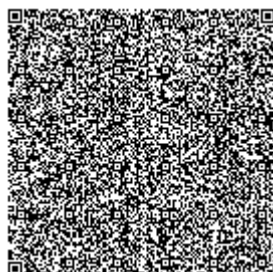
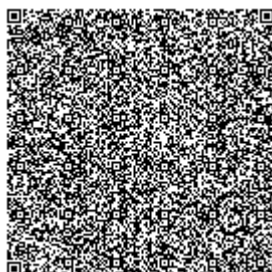
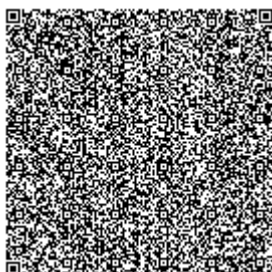
Руководитель
(уполномоченное лицо) ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к
лицензии 001

Дата выдачи приложения
к лицензии 05.09.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана





ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 года

02343P

Выдана

БАБАШЕВ ВИКТОР НУРГАЛИЕВИЧ

ИИН: 780728300257

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

Вид лицензии

генеральная

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

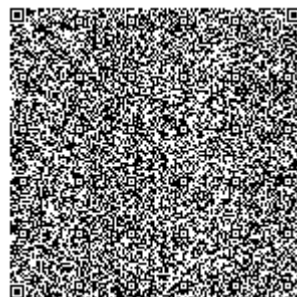
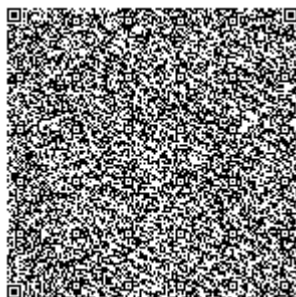
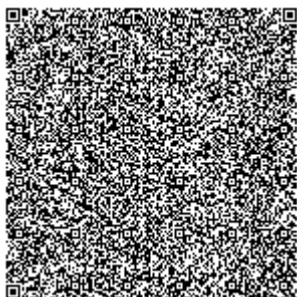
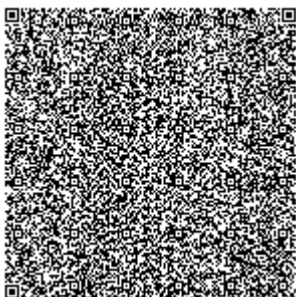
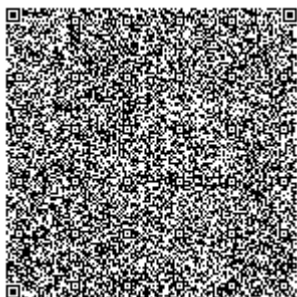
**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи

г.Астана





ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02343Р

Дата выдачи лицензии 05.09.2014 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 БАБАШЕВ ВИКТОР НУРГАЛИЕВИЧ

ИИН: 780728300257

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.
(полное наименование лицензиара)

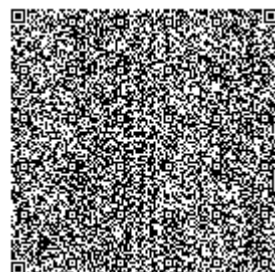
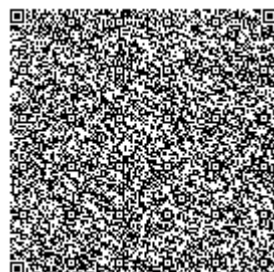
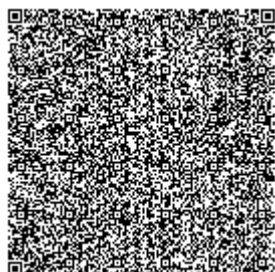
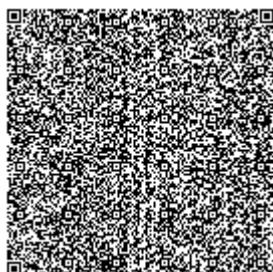
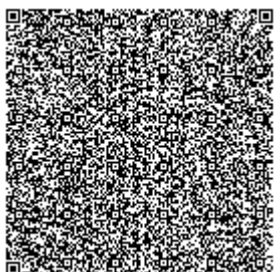
Руководитель (уполномоченное лицо) ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии 001

Дата выдачи приложения к лицензии 05.09.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана





МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯ

05.09.2014 жылы

02343P

Берілді

БАБАШЕВ ВИКТОР НУРГАЛИЕВИЧ

ЖСН: 780728300257

(заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайы, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)

Қызмет түрі

Қоршаған ортаны қорғау саласында жұмыстар орындау және қызметтер көрсету

(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес қызмет түрінің атауы)

Лицензия түрі

басты

Лицензия
қолданылуының
айрықша жағдайлары

(«Лицензиялау туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 9-1бабына сәйкес)

Лицензиар

Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті.
Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.

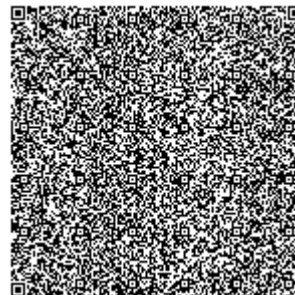
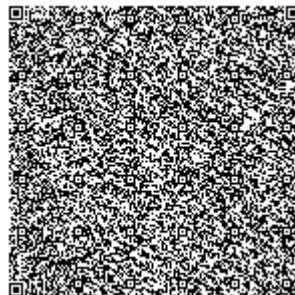
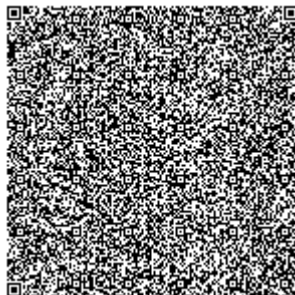
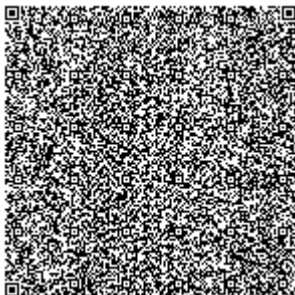
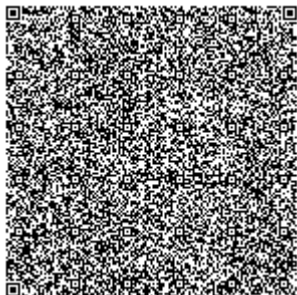
(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ

(лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

Берілген жер

Астана қ.





МЕМЛЕКЕТТІК ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі **02343Р**

Лицензияның берілген күні **05.09.2014 жылы**

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері

(Қазақстан Республикасының "Лицензиялау туралы" Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтерінің атауы)

- шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

Өндірістік база

(орналасқан жері)

Лицензиат **БАБАШЕВ ВИКТОР НУРГАЛИЕВИЧ**

ЖСН: 780728300257

(заңды тұлғаның толық аты, мекен-жайі, БСН реквизиттері / жеке тұлғаның тегі, аты, әкесінің аты толығымен, ЖСН реквизиттері)

Лицензиар **Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті. Қазақстан Республикасы Қоршаған орта және су ресурстары министрлігі.**
(лицензиярдың толық атауы)

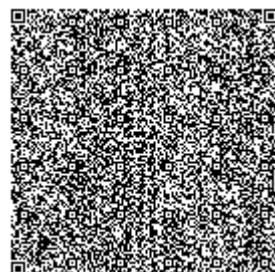
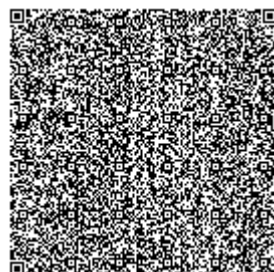
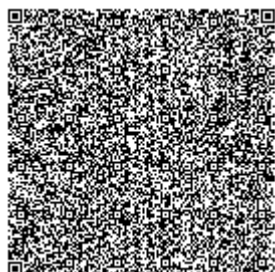
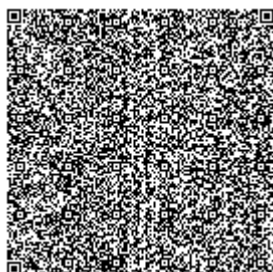
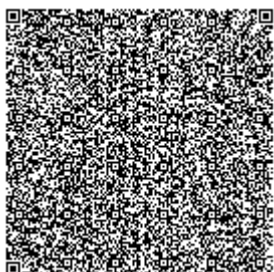
Басшы (уәкілетті тұлға) **ПРИМКУЛОВ АХМЕТЖАН АБДИЖАМИЛОВИЧ**
(лицензиар басшысының (уәкілетті адамның) тегі және аты-жөні)

Лицензияға қосымшаның нөмірі 001

Лицензияға қосымшаның берілген күні 05.09.2014

Лицензияның қолданылу мерзімі

Берілген жер Астана қ.





ЛИЦЕНЗИЯ

10.11.2020 года

02497P

Выдана

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМЖАНОВИЧ

ИИН: 930819300125

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)**

Умаров Ермек Касымгалиевич

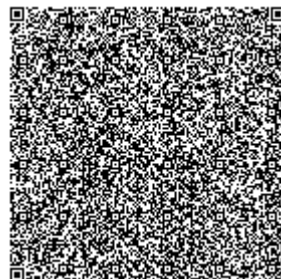
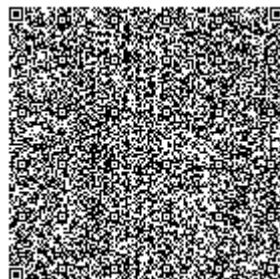
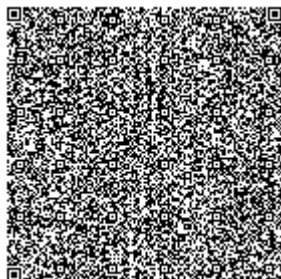
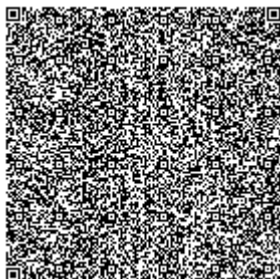
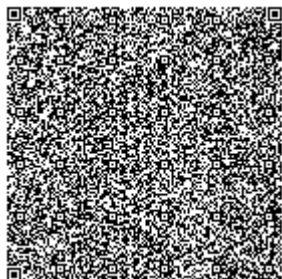
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи

**Срок действия
лицензии**

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02497Р

Дата выдачи лицензии 15.10.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМЖАНОВИЧ

ИИН: 930819300125

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

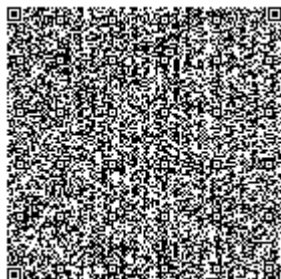
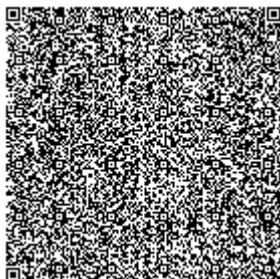
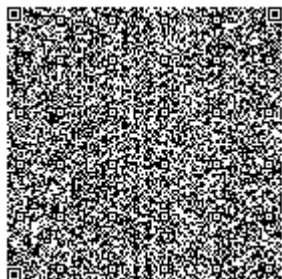
Срок действия

Дата выдачи приложения

15.10.2020

Место выдачи

г.Нур-Султан



**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ****Номер лицензии 02497Р****Дата выдачи лицензии 15.10.2020 год****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат**АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМЖАНОВИЧ**

ИИН: 930819300125

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база**г.Алматы**

(местонахождение)

**Особые условия
действия лицензии**

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

**Руководитель
(уполномоченное лицо)****Умаров Ермек Касымгалиевич**

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

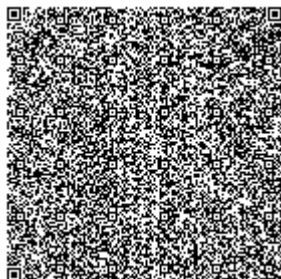
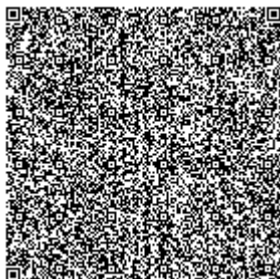
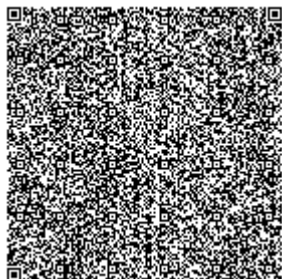
002

Срок действия**Дата выдачи
приложения**

15.10.2020

Место выдачи

г.Нур-Султан





ЛИЦЕНЗИЯ

15.10.2020 жылы

02497P

Қоршаған ортаны қорғау саласындағы жұмыстарды орындауға және қызметтерді көрсету айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМЖАНОВИЧ

ЖСН: 930819300125 берілді

(занды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту

Иеліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(иеліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензиар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензиардың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) Умаров Ермек Касымғалиевич

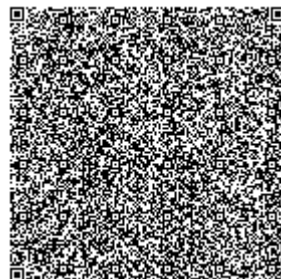
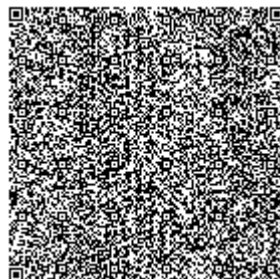
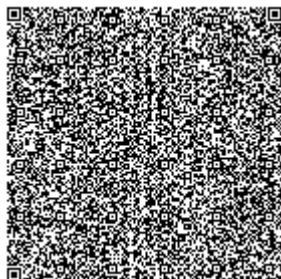
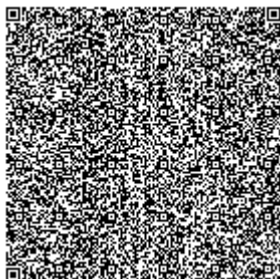
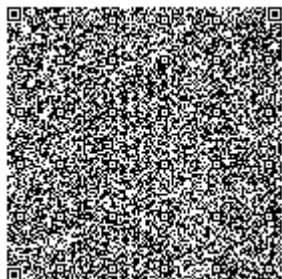
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер

Нұр-Сұлтан қ.





ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 02497P

Лицензияның берілген күні 15.10.2020 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері

- Шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМЖАНОВИЧ

ЖСН: 930819300125

(занды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

(орналасқан жері)

Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

Умаров Ермек Касымғалиевич

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Қосымшаның нөмірі

001

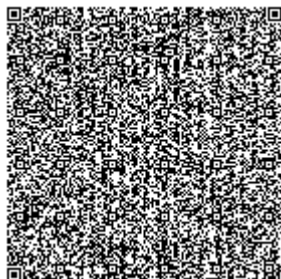
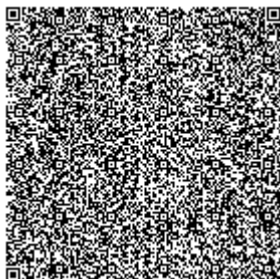
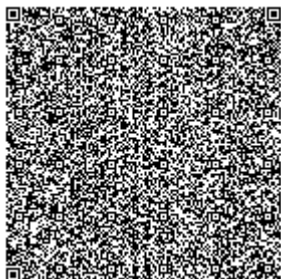
Қолданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні

15.10.2020

Берілген орны

Нұр-Сұлтан қ.





ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 02497P

Лицензияның берілген күні 15.10.2020 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері

- Шаруашылық және басқа қызметтің 1 санаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат

АБЫТОВ АЛЛАЯР ХАКЫМЖАНОВИЧ

ЖСН: 930819300125

(занды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

Алматы қ.

(орналасқан жері)

Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

Умаров Ермек Касымғалиевич

(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Қосымшаның нөмірі

002

Қолданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні

15.10.2020

Берілген орны

Нұр-Сұлтан қ.

